Rapport annuel 1987

Office national de l'énergie

88-03923/

Profil de l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est une cour fédérale de réglementation créée par une Loi du Parlement le 2 novembre 1959. Au cours des 28 dernières années, il a joué un rôle important dans le développement du secteur énergétique au Canada.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office délivre des licences d'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, accorde des certificats visant les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes internationales et lignes interprovinciales désignées de transport d'électricité et établit les droits et tarifs concernant les oléoducs et les gazoducs de compétence fédérale.

La *Loi* exige également que l'Office suive la situation de l'approvisionnement en ce qui a trait à tous les principaux produits énergétiques au Canada, particulièrement l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les sous-produits de ces hydrocarbures; il doit aussi se tenir au fait de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*. En outre, le ministre du Travail a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer la Partie IV du *Code canadien du travail*.

Administration centrale :

Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Bureau de Calgary :

Office national de l'énergie
4500 - 16th Avenue N.W.
Calgary (Alberta)
T3B 0M6
(403) 292-6700

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

On peut se procurer ce rapport et les rapports mentionnés à l'endos, sur demande, au :

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

This report is published separately in both official languages.

Copies of this report and others listed at the back of this report are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1987
N° de catalogue NE1-1987F
ISBN 0-662-94789-4

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Office national de l'énergie

Le 31 mars 1988

L'honorable Marcel Masse, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice ayant pris fin le 31 décembre 1987, conformément aux dispositions de l'article 91 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, Statuts révisés du Canada, 1970, chapitre N-6.

Veuillez recevoir, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma très haute considération.

Le Président,

R. Priddle

Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie

Voici la liste des sociétés pipelinières[1] à qui appartiennent ou qui exploitent les pipelines interprovinciaux et internationaux relevant de la compétence de l'Office, des sociétés détentrices de licences d'exportation de gaz naturel, et des services d'électricité détenteurs de licences d'exportation d'électricité accordées par l'Office. Dans le présent rapport, ces sociétés sont mentionnées sous le nom apparaissant entre parenthèses.

PIPELINES

Sociétés du groupe 1

Gaz

Alberta Natural Gas Company Ltd. (Alberta Natural Gas)[2]
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Foothills)
Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. (TQM)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Westcoast Transmission Company Limited (Westcoast)

Pétrole et produits pétroliers

Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin)[2]
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. (IPL(NW))[2]
Pipeline Interprovincial Ltée (Interprovincial)
Pipelines Trans-Nord Inc. (Trans-Nord)
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain)

Sociétés du groupe 2

Gaz

A.P.R. Pipeline Company Ltd. (A.P.R. Pipeline)
Canadian Hunter Exploration Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Champion Pipe Line Corporation Limited (Champion)
Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée (Amoco) (gazoduc abandonné)
Consolidated Pipe Lines Company (Consolidated)
Consumers' Gas (Canada) Limited (Consumers' Gas)
Dome Petroleum Limited (Dome)
ICG Transmission Holdings Ltd. (ICG Transmission)
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited (Many Islands)
Mid-Continent Pipelines Limited (Mid-Continent)
Minell Pipeline Ltd. (Minell)
Murphy Oil Company Limited (Murphy Oil)
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Peace River Transmission Company Limited (Peace River)
Produits Shell Canada Limitée (Shell Canada)
Saskatchewan Power Corporation (Saskatchewan Power)
Union Gas Limited (Union Gas)

---

1. Les sociétés pipelinières ont été divisées en deux groupes. Le groupe 1 est composé des dix principales sociétés pipelinières qui font régulièrement l'objet de vérifications par l'Office et dont les résultats d'exploitation sont continuellement surveillés par l'Office. Les 33 sociétés relevant de la compétence de l'Office et qui ne sont pas inclues dans le Groupe 1 font partie des sociétés de groupe 2.
2. Bien que les sociétés Alberta Natural Gas, Cochin et IPL (NW) soient rangées dans le groupe 1, leurs droits sont réglementés en fonction des plaintes.

Pétrole et produits pétroliers

Aurora Pipe Line Company (Aurora)
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. (Dome Kerrobert)
Dome NGL Pipeline Ltd. (Dome NGL)
Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée (Dome NGL et Amoco)
Esso Ressources Canada Ltée (Esso Ressources)
Les Pipe-lines Montréal Ltée (Montréal)
Manito Pipelines Ltd. (Manito)
Mont Resources Limited (Mont Resources)
Murphy Oil Company Limited (Murphy Oil)
Northwest Transmission Company Limited (Northwest Transmission)
Petroleum Transmission Company Ltd. (Petroleum Transmission)
Polysar Hydrocarbons Ltd. (Polysar)
Sun Pipe Line Company Limited (Sun)
Wascana Pipe Line Ltd. (Wascana)
Westspur Pipe Line Company (1985) Inc. (Westspur)
Yukon Pipelines Limited (Yukon)

DÉTENTEURS DE LICENCES D'EXPORTATION DE GAZ

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. (Alberta and Southern)
Alberta Northeast Gas Ltd et AEC Oil and Gas Company (ANE et AEC)
Alberta Northeast Gas Limited et ATCOR Ltd. (ANE et ATCOR)
Alberta Northeast Gas Limited et ProGas Limited (ANE et ProGas)
Alberta Northeast Gas Limited et TransCanada PipeLines Limited (ANE et TransCanada)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Columbia Gas Development of Canada Ltd. (Columbia Gas)
Consolidated Natural Gas Limited (Consolidated)
ICG Transmission Holdings Ltd. (ICG Transmission)
KannGaz Producers Ltd. (KannGaz)
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Pan-Alberta Gas Ltd. (Pan-Alberta)
ProGas Limited (ProGas)
Shell Canada Limitée (Shell)
Sulpetro Limited (Sulpetro)
Tenneco LNG Inc. (Tenneco LNG)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Transcontinental Gas Pipe Line Corporation (Transcontinental)
Union Gas Limited (Union Gas)
Westcoast Transmission Company Limited (Westcoast)

DÉTENTEURS DE LICENCES D'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ[1]

British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro)
Cominco Ltd. (Cominco)
Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB)
Compagnie canadienne d'énergie Niagara Limitée (Niagara Limitée)
Fraser Inc. (Fraser Inc.)
Hydro-Québec (Hydro-Québec)
Maine & New Brunswick Electrical Power Company (Maine and New Brunswick)
Ontario Hydro (Ontario Hydro)
Régie de l'hydroélectricité du Manitoba (Hydro-Manitoba)
Saskatchewan Power Corporation (Saskatchewan Power)
St. Lawrence Power Company (St. Lawrence Power)

---

1. À l'exception de la société St. Lawrence Power Company, tous les détenteurs des licences exportent en utilisant leurs propres installations au titre desquelles l'Office a délivré des certificats. St. Lawrence Power exporte son électricité en utilisant les installations de Cedars Rapids Transmission Co.

Table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie a adopté le Système international de mesures (SI). Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans le rapport sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule équivaut à un million de gigajoules. En moyenne, une ville comme Toronto ou Montréal consomme, à toutes les 17 heures environ, un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.).

La table de conversion suivante servira aux lecteurs qui connaissent peut-être davantage le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

1 mètre (m)	= 3,28 pieds
1 kilomètre (km)	= 0,62 mille
1 millimètre (mm)	= 0,039 pouce
1 mètre cube (m^3) de pétrole	= 6,3 barils
1 mètre cube (m^3) de gaz naturel	= 35,3 pieds cubes
1 litre (L)	= 0,22 gallon
1 kilogramme (kg)	= 2,20 livres
1 gigajoule (GJ)	= 0,95 million de Btu ou 950 pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pi^3
1 pétajoule (PJ)	= 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel ou 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawatt-heure d'électricité

Notation

gigajoule (GJ)	= 10^9 J
térajoule (TJ)	= 10^{12} J
pétajoule (PJ)	= 10^{15} J
exajoule (EJ)	= 10^{18} J
kilowatt (kW)	= 10^3 W
mégawatt (MW)	= 10^3 kW
mégawatt-heure (MW.h)	= 10^3 kW.h
gigawatt-heure (GW.h)	= 10^6 kW.h
térawatt-heure (TW.h)	= 10^9 kW.h

Table des matières

Message du Président 1

Évolution de la situation énergétique 5
- Aperçu 5
- Pétrole brut et produits pétroliers 6
- Gaz naturel 10
- Électricité 12
- Activités d'exploration et réserves dans les domaines du pétrole et de gaz naturel 14

Activités de l'Office 17
- Audiences et enquêtes 17
- Autres activités 34

Loi et règlements 49

Fonctions et responsabilités 53

Organisation 57

Motifs de décision et autres rapports publiés en 1987 62

Annexes 65

Message du Président

L'Office a été très occupé en 1987. Ses activités ont touché à toute la gamme de ses attributions statutaires; il a notamment conseillé le ministre, délivré des certificats concernant de nouveaux pipelines, réglement les droits et les tarifs, et accordé de nouvelles licences d'exportation. À cet égard, l'Office a, sur demande, conseillé le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources au sujet de la réglementation des exportations d'électricité. Durant l'année, l'Office a rendu trois décisions majeures concernant les droits exigibles par les sociétés exploitant des gazoducs et des oléoducs; il a entendu des demandes visant de nouvelles exportations d'importantes quantités de gaz naturel et d'électricité; il a adopté une nouvelle méthode de calcul des excédents de gaz naturel; et il a continué à étudier certains aspects de la sécurité des pipelines. À la fin de l'année, il a commencé l'étude de la demande concernant d'importants travaux d'agrandissement du réseau de gazoducs desservant l'est du Canada et les États du nord-est des États-Unis.

L'Office a tenu environ 172 jours d'audience, soit à peu près le même nombre qu'en 1985 et 1986. Toutefois, nous savons que nous devons simplifier et rendre plus efficace le processus d'audience tout en veillant à ce que toutes les parties aient pleinement la chance de se faire entendre.

À cette fin, l'Office cherche tant à améliorer les audiences publiques qu'à en réduire le nombre et la durée lorsque c'est approprié.

En vue d'améliorer les audiences, l'Office a fait parvenir, au début de 1987, une liste de propositions aux parties intéressées et a reçu, en retour, un nombre important de suggestions supplémentaires. Au milieu de l'année, il a publié une série de décisions ayant trait, en premier lieu, aux améliorations qu'il pouvait lui-même apporter et, en deuxième lieu, à celles exigeant la collaboration des parties. À la fin de l'année, l'Office a fait connaître son opinion initiale dans un troisième domaine, soit les suggestions des parties dont certaines nécessiteraient que des modifications soient apportées à la politique de réglementation établie. Il s'attend à recevoir d'autres observations dans ce domaine au début de 1988; il fera ensuite connaître son opinion définitive.

L'Office a abordé sur deux fronts la réduction du nombre d'audiences. Premièrement, il continue à réduire le nombre de sociétés dont les droits sont étroitement réglementés; par exemple, en 1987, les sociétés Alberta Natural Gas et IPL (NW) ont été retirées de cette catégorie. Deuxièmement, l'Office a tenté, dans la mesure du possible, d'établir les droits exigés par les autres pipelinières pour des périodes de plus d'un an; par exemple, en 1987, l'Office a établi les droits exigibles par TQM et Westcoast pour les années

d'essai 1987 et 1988, parce que les sociétés avaient déposé leurs demandes tard dans l'année. Toutefois, ces demandes étaient associées à des circonstances qui pourraient être exceptionnelles et il se peut que toutes les demandes ne puissent porter sur une période de deux ans.

L'Office harmonise ses politiques avec celles du gouvernement dans le domaine de la réforme réglementaire se rapportant tant aux procédures juridiques qu'à la réglementation des industries énergétiques du Canada.

L'Office a entrepris de modifier sa procédure de réglementation en rendant les propriétaires d'installations pipelinières et de lignes de transport d'électricité responsables de l'approbation des croisements de leurs installations. Son intervention se limitera à des cas particuliers, lorsque des différends devront être réglés. Lorsque ce nouveau règlement entrera en vigueur, plus tard en 1988, l'Office n'aura plus à intervenir dans l'étude et la délivrance de la majorité des 800 ordonnances de croisements pipeliniers qui sont délivrées annuellement.

Dans le domaine de la réforme de la réglementation de l'énergie, les décisions de l'Office ont contribué, en 1987, à l'émancipation des marchés énergétiques canadiens.

Ainsi, dans le domaine du transport interprovincial du gaz, au cours de l'année contractuelle 1986-1987, 78 expéditeurs ont utilisé le réseau de TransCanada, par rapport à quatre en 1984-1985. De novembre 1985 à avril 1987, l'Office a délivré 89 ordonnances exigeant que TransCanada transporte le gaz d'autres sociétés. Il a accueilli avec satisfaction la décision prise par TransCanada en avril 1987 de s'engager d'elle-même dans des ententes de transport avec de nouveaux expéditeurs. Ainsi, les pouvoirs de contrainte de l'Office ont été remplacés, en majeure partie, par des ententes harmonieuses dans le secteur privé.

Quant aux marchés pétroliers, après l'achèvement, en 1987, de l'agrandissement du réseau pipelinier d'Interprovincial, jugé d'intérêt public par l'Office, il n'y a pas eu d'arrêt involontaire dans la production du pétrole brut de l'Ouest canadien, et ce pour la première fois depuis trois ans. Cela a également été favorable aux consommateurs de pétrole brut canadien grâce à l'élimination des écarts, défavorables aux consommateurs canadiens, dans le prix du pétrole destiné au marché intérieur et le prix du pétrole destiné à l'exportation.

Dans les deux cas, les organismes de réglementation provinciaux ont adopté des mesures analogues dans l'intérêt des producteurs et des consommateurs de pétrole et de gaz canadiens.

L'allégement de la réglementation en matière d'énergie, une meilleure application des autres règlements et la simplification de ses propres opérations ont amené l'Office à effectuer une coupe sombre dans son personnel. L'effectif total de l'Office, membres compris, était de 460 personnes en 1984. Au début de 1987, il était

progressivement passé à 420. D'ici le 1er avril 1988, en vertu du programme officiel courant de réaménagement de l'effectif, il y aura eu une réduction supplémentaire de 70 employés; l'effectif de l'Office aura alors presque atteint celui du milieu des années 70, c'est-à-dire avant la tenue des audiences concernant le Pipe-line du Nord et l'adoption du Programme énergétique national. Le service au public s'est poursuivi de façon efficace au cours d'une période où le personnel a été réduit d'environ 25 %. J'en profite pour rendre hommage au personnel et pour reconnaître son apport.

La mise en oeuvre de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis modifiera davantage encore les responsabilités de l'Office dans le domaine des exportations et des importations d'énergie. Même si l'Office a été tenu très au fait des modalités de l'Accord et de sa portée, il juge qu'il est trop tôt pour en déterminer les conséquences éventuelles sur l'effectif nécessaire pour remplir de façon appropriée ses fonctions.

Je suis persuadé que l'Office a la compétence pour fournir au gouvernement des conseils techniques en matière d'énergie et pour appliquer la réglementation pertinente dans les domaines du transport et du commerce de l'énergie, lesquels exigent toujours d'être réglementés du point de vue économique en raison de l'existence de monopoles naturels et du jeu des forces du marché. Cette compétence s'étend également à l'approbation de la construction de pipelines, à la protection de l'environnement, à la maximalisation des retombées socio-économiques et à la sécurité des pipelines. Les neuf membres de l'Office, dont les compétences professionnelles et les antécédents de travail sont variés, réunissent des décennies d'expérience en matière d'énergie. Ils sont appuyés par un personnel très qualifié, compétent et dévoué. Ce qui importe avant tout, pour l'Office, c'est de servir au mieux les intérêts canadiens.

Dans cet ordre d'idées, j'en profite pour souligner la solide contribution apportée par Ralph Brooks au cours de ses quatorze années de service à titre de membre et de ses sept années à titre de vice-président de l'Office. M. Brooks est originaire de Saint John, Nouveau-Brunswick. Il a pris sa retraite en novembre 1987. Nous avons par la suite accueilli avec plaisir Jean-Guy Fredette de Montréal, Québec, à titre de membre et de vice-président de l'Office. Je désire aussi rendre hommage à Robert St.G. Stephens, qui a pris sa retraite à la fin de 1987 après six années de service éminent à titre de premier directeur exécutif de l'Office. Nous souhaitons la bienvenue à son successeur, Robin D. Glass.

R. Priddle

Évolution de la situation énergétique

Aperçu

Prix internationaux du pétrole

L'année 1987, qui a connu moins de bouleversements sur les marchés mondiaux du pétrole que l'année 1986, a été marquée par l'incertitude quant à la capacité de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) de maintenir son prix de référence cible. Le 1er février 1987, l'OPEP avait fixé le prix du baril de pétrole à 18 $ US d'après un ensemble de sept pétroles bruts internationaux. Elle avait également établi des contingents moyens de production en 1987 de 16,2 millions de barils par jour. Toutefois, sa production s'est chiffrée en moyenne à 18 millions de barils par jour, soit presque le niveau de 1986. Cela représentait environ 40 % de la production mondiale (à l'exclusion de la production des économies à planification centrale).

Le dépassement, par l'OPEP, des objectifs de production qu'elle s'était fixés a provoqué une baisse des prix internationaux. Le prix du brut West Texas Intermediate, qui était passé de moins de 15 $ US le baril[1] au cours du dernier trimestre de 1986 à presque 20 $ US au milieu de 1987, a chuté à moins de 18,50 $ US en novembre. L'escalade des hostilités dans le golfe Persique a évité d'autres baisses.

C'est dans cette situation de surproduction, susceptible d'entraîner d'autres chutes des prix, que l'OPEP s'est réunie en décembre 1987 pour fixer les contingents de production et le prix de référence de 1988. Elle a décidé de maintenir les contingents existants pour le premier semestre de 1988 et de maintenir le prix de référence cible à 18 $ US le baril.

Production, consommation et commerce énergétiques

La forte croissance économique au Canada et l'amélioration des marchés d'exportation de l'énergie se sont traduites par une augmentation, en 1987, de la production énergétique.

En 1987, la demande d'énergie primaire au Canada a augmenté de 1,7 %, principalement en raison de la consommation croissante de pétrole et d'énergie hydro-électrique.

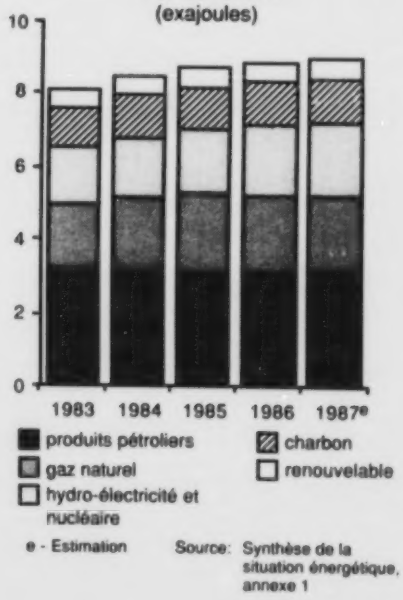
En 1987, les exportations pétrolières ont augmenté, mais les importations étaient également à la hausse. Par conséquent, les volumes d'exportation nets ont diminué légèrement. Toutefois, il y a eu de fortes rentrées nettes à l'exportation, qui sont passées de moins de 2 milliards de dollars en 1986 à environ 3 milliards de dollars en 1987, en raison de la montée des prix et de l'augmentation des exportations nettes de produits de plus grande valeur.

En 1987, les exportations d'électricité ont atteint un niveau record. Les revenus connexes ont également augmenté par rapport à ceux

Figure 1

Consommation d'énergie au Canada

(exajoules)



e - Estimation Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 1

1. Prix cotés à Cushing, Oklahoma.

de 1986, mais dans une moins grande mesure puisque les prix unitaires à l'exportation se ressentaient encore de la faiblesse des prix mondiaux du pétrole.

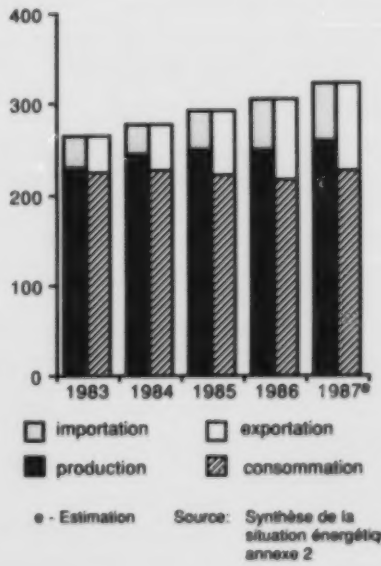
Les exportations de gaz naturel ont profité de l'accès accru aux marchés américains. Les volumes d'exportation sont passés de moins de 800 pétajoules en 1986 à un peu plus de 1 000 pétajoules en 1987. Toutefois, la concurrence permanente entre les producteurs de gaz aux États-Unis s'est traduite par des prix à l'exportation moins élevés et, conséquemment, par des revenus seulement légèrement supérieurs à ceux de 1986. La hausse des exportations a contrebalancé la faiblesse du marché intérieur et la production du gaz naturel a augmenté de 8 %.

Tableau 1
Balance commerciale du Canada en pétrole, gaz et électricité
(pétajoules et milliards de dollars)

	1985		1986		1987[e]	
	PJ	Milliards de $	PJ	Milliards de $	PJ	Milliards de $
Exportations						
pétrole[a]	1 560	9,1	1 745	5,8	1 858	7,1
gaz naturel	990	4,0	790	2,5	1 057	2,6
électricité[b]	149	1,4	127	1,1	163	1,2
Total	**2 699**	**14,5**	**2 662**	**9,4**	**3 078**	**10,9**
Importations[c]						
pétrole[a]	775	4,8	944	4,0	1 092	4,4
Total des exportations nettes	**1 924**	**9,7**	**1 718**	**5,4**	**1 986**	**5,5**

Les chiffres du tableau ont été arrondis.
e- Estimation
a- Comprend les produits pétroliers et les liquides de gaz naturel. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.
b- L'électricité est convertie en accordant au contenu énergétique de la production d'électricité une valeur de 3,6 pétajoules par térawatt-heure. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.
c- Les quantités de gaz naturel et d'électricité importées sont négligeables.

Figure 2
Pétrole brut et équivalents–Canada
Approvisionnement et utilisation
(milliers de mètres cubes par jour)



e - Estimation Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 2

Pétrole brut et produits pétroliers

Offre et demande intérieures

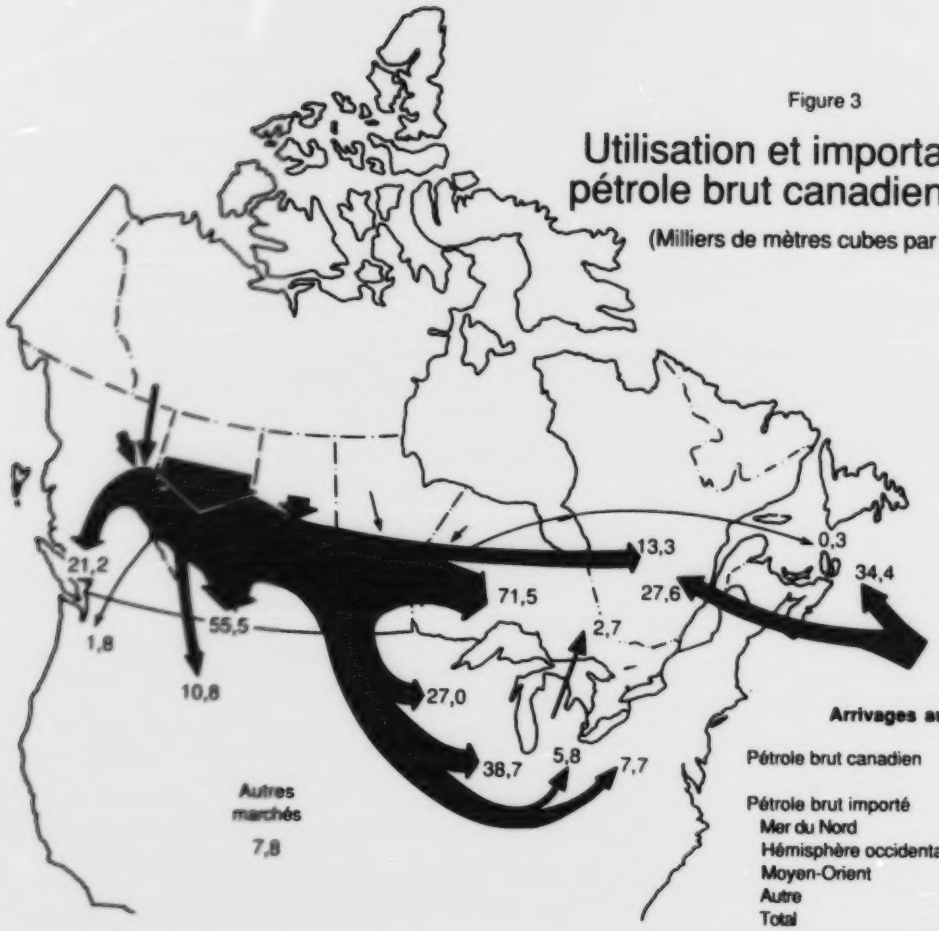
En 1987, le volume de pétrole brut et d'équivalents[1] traité dans les raffineries canadiennes a augmenté de 5 %. Cette hausse est attribuable à une augmentation de la demande intérieure de produits pétroliers raffinés, particulièrement de produits pétrochimiques, de naphte, de carburéacteur et d'asphalte. La demande d'essence et de distillats moyens a peu changé. Par contre, il y a eu une forte

1. Comprend le pétrole brut, léger et lourd, les pentanes plus et le pétrole brut synthétique, mais ne comprend pas les autres charges d'alimentation tels que les butanes des installations de gaz et le pétrole partiellement raffiné.

Figure 3

Utilisation et importation de pétrole brut canadien – 1987

(Milliers de mètres cubes par jour)



Arrivages aux raffineries canadiennes

Pétrole brut canadien		161,8
Pétrole brut importé		
Mer du Nord	33,9	
Hémisphère occidental	11,6	
Moyen-Orient	9,9	
Autre	9,3	
Total		64,7
Total des arrivages		226,5
Total des exportations		99,6

hausse dans la consommation du mazout lourd, attribuable surtout à l'augmentation de la consommation des services d'électricité dans les provinces de l'Atlantique.

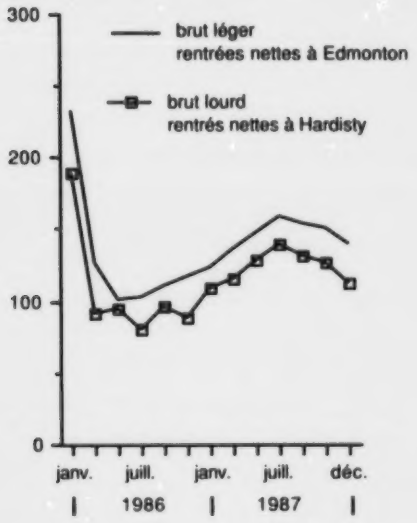
En 1987, les arrivages de pétrole brut et d'équivalents canadiens dans les raffineries du Canada se chiffraient à 162 000 mètres cubes par jour, ce qui représente un augmentation de 1 % par rapport à 1986. En 1987, les arrivages des charges d'alimentation étrangères se chiffraient à 65 000 mètres cubes par jour, soit 14 % de plus que le niveau de l'an dernier. L'augmentation des importations a été attribuable, en grande partie, à la réouverture de la raffinerie de Come-by-Chance en septembre 1987.

La production canadienne de pétrole brut classique, léger et moyen, a augmenté de 2 % pour atteindre 152 200 mètres cubes par jour en 1987, grâce surtout à la levée des restrictions relatives à la capacité pipelinière.

Au cours du premier trimestre de 1987, le volume de pétrole brut léger non utilisé a été de 20 000 mètres cubes par jour en raison principalement des restrictions dans la capacité des oléoducs. Deux événements au cours du premier semestre de l'année ont contribué à changer la situation. En premier lieu, d'importantes

Figure 4

Pétrole brut
Prix moyen à l'exportation F.A.B.
(dollars canadiens le mètre cube)



révisions ont été apportées au régime proportionnel de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta, accordant ainsi pleine liberté aux producteurs et aux raffineurs pour vendre et acheter le pétrole albertain. En deuxième lieu, il y a eu accroissement de la capacité du réseau d'Interprovincial.

Au cours des trois premiers trimestres de l'année, la production des usines de pétrole brut synthétique a été élevée; toutefois, par suite d'un incendie à l'usine Suncor, en octobre, et de l'arrêt attribuable à l'entretien à l'usine Syncrude, la production pour l'ensemble de l'année 1987 a diminué de 2 % par rapport à 1986 pour atteindre une moyenne de 28 600 mètres cubes par jour.

La production du pétrole brut lourd, y compris le bitume mélangé, a atteint un nouveau record, passant de 64 200 mètres cubes par jour en 1986 à 73 100 mètres cubes par jour en 1987.

La production totale de pétrole brut et d'équivalents, se chiffrant à 259 800 mètres cubes par jour, a dépassé de 4,3 % la production de 1986 qui atteignait 249 000 mètres cubes par jour.

Exportations de pétrole brut

En 1987, les exportations de pétrole brut, y compris le pétrole brut synthétique et les pentanes plus, ont atteint une moyenne de 99 600 mètres cubes par jour. La production quotidienne de pétrole brut lourd et de pétrole brut léger s'est chiffrée à 55 400 mètres et 44 200 mètres cubes respectivement. Il y a eu une hausse des exportations de brut et de léger d'environ 7 %. La valeur approximative des exportations de pétrole brut en 1987 est de 4,9 milliards de dollars par rapport à 3,8 milliards en 1986. Cette forte hausse de 30 % est attribuable à l'augmentation, tant des volumes que des prix à l'exportation, résultant de la montée des prix mondiaux moyens du pétrole en 1987. La figure 4 indique les prix à l'exportation des pétroles bruts canadiens, léger et lourd, en 1986 et 1987.

Comme au cours des années précédentes, le principal marché des exportations de pétrole brut canadien a été les États du centre-ouest des États-Unis. Toutefois, bien qu'elles aient été relativement faibles, les exportations de pétrole brut vers d'autres pays étrangers ont augmenté en 1987 et ont atteint 1 000 mètres cubes par jour.

En 1987, les plus importants acheteurs de pétrole brut léger canadien ont été Clark Oil, Conoco, Sun Refining et United Refining. Les plus importants acheteurs étrangers de pétrole brut lourd canadien ont été Koch Refining, Union Oil, Mobil Oil et Amoco. (Voir l'annexe 5 de la section *Pétrole*.)

Principaux produits pétroliers exportés

En 1987, les exportations des principaux produits pétroliers ont atteint en moyenne 22 000 mètres cubes par jour, soit une augmentation de 15 % par rapport à 1986. La valeur des exportations, qui ne comprennent pas les produits obtenus en vertu d'accords de traitement, a augmenté plus rapidement et atteint 0,9 milliard de dollars. Cette hausse de 30 % est attribuable au relèvement des prix mondiaux du pétrole par rapport aux faibles niveaux de 1986.

La figure 5 montre les hausses des prix à l'exportation des principaux produits pétroliers depuis le milieu de 1986.

Les États-Unis, qui ont acheté quelque 96 % de l'ensemble de nos exportations, sont toujours notre plus grand acheteur de produits pétroliers. Toutefois, en 1987, c'est à partir de la Colombie-Britannique que nos exportations, à destination surtout de l'Extrême-Orient, ont été les plus fortes. Le tableau 2 indique les volumes d'exportation des produits pétroliers par région. Les exportateurs canadiens ont pu réaliser des ventes des produits pétroliers sur les marchés d'exportation, comme en 1986. Les exportations provenant de la raffinerie de Come-by-Chance de Newfoundland Energy Limited ont été peu élevées parce que la raffinerie a réouvert à la fin de l'année.

Figure 5

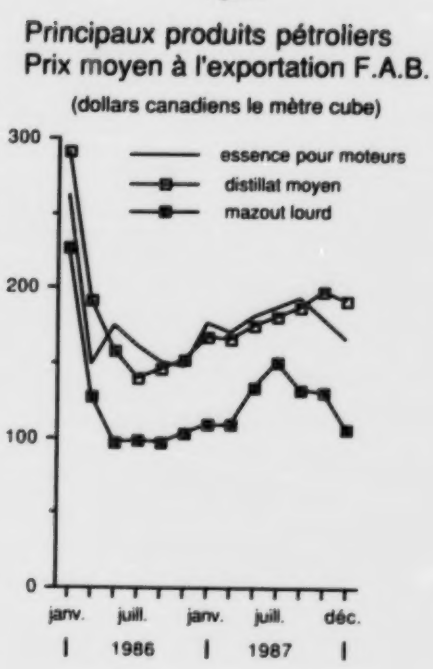


Tableau 2
Exportations des principaux produits pétroliers
(milliers de mètres cubes)

	Essence pour moteurs	Distillat moyen	Carburéacteur	Mazout lourd	Pétrole partiellement traité	Total[a]
Atlantique	902	1 357	201	274	175	2 909
Québec	44	475	–	343	34	896
Ontario	213	1 050	147	674	15	2 099
Prairies	214	363	150	79	–	806
Colombie-Britannique	598	324	441	17	11	1 391
Total	**1 971**	**3 569**	**939**	**1 387**	**235**	**8 101**
Prix moyen à l'exportation ($/m^3)	180	180	172	127	153	

a - Exclut le propane, les butanes, les lubrifiants, les graisses et l'asphalte.

Capacité des oléoducs

Le facteur le plus important ayant touché la capacité des oléoducs en 1987 a été l'achèvement par la société Interprovincial, qui transporte du pétrole vers l'est à partir de l'Alberta et de la Saskatchewan, des phases II et III de ses projets d'agrandissement en février et octobre 1987. Ces projets avaient reçu l'approbation de l'Office à la suite des audiences publiques tenues en 1985 et 1986 respectivement. Auparavant, la quantité de pétrole devant être transportée dépassait la capacité de transport de l'oléoduc et la société devait répartir la capacité pipelinière parmi les expéditeurs. Depuis l'agrandissement et la remise en service d'une canalisation existante, la capacité est suffisante pour expédier essentiellement tous les volumes offerts vers le marché.

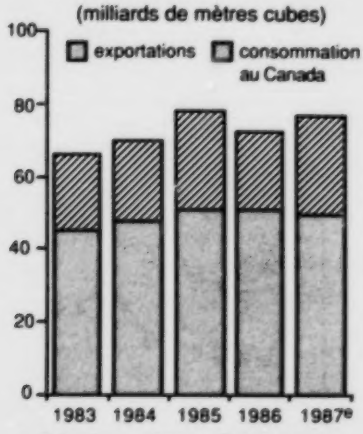
En 1987, l'oléoduc Wascana a été remis en fonction. Il sert à expédier, en direction du sud, aux États-Unis le pétrole brut lourd de Regina, en Saskatchewan.

Figure 6

Gaz naturel

Approvisionnement et utilisation

(milliards de mètres cubes)



e - Estimation Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 3

Gaz naturel

Offre et demande canadiennes

En 1987, les marchés du gaz naturel ont continué de s'adapter aux changements suscités par la déréglementation. Au cours de l'année, les producteurs et les consommateurs de gaz naturel ont négocié les prix. Les ventes directes de gaz naturel ont augmenté de façon importante en raison de la concurrence entre les producteurs de gaz sur certains marchés.

En 1987, les ventes nettes de gaz naturel au Canada ont diminué de 5 % par rapport à 1986 et ont atteint 45,5 milliards de mètres cubes.

La consommation commerciale et résidentielle de gaz naturel à des fins de chauffage a diminué en raison de la clémence du temps. La consommation industrielle a légèrement décliné à cause de la consommation d'autres combustibles et charges d'alimentation plus concurrentiels.

La production de gaz naturel est passée de 72,1 milliards de mètres cubes en 1986 à 77,9 milliards de mètres cubes en 1987; cette hausse est attribuable à la forte augmentation des ventes à l'exportation.

Exportations

L'Office a approuvé 109 ordonnances d'exportation de gaz naturel à court terme en 1987.

En 1987, le volume des exportations de gaz naturel a augmenté de 7 milliards de mètres cubes, soit 33 %, passant de 21 milliards de mètres cubes en 1986 à 28 milliards de mètres cubes. Toutefois, les prix du gaz naturel ont diminué en raison de la concurrence que se faisaient les producteurs de gaz sur le marché américain, en déclin. Les prix à l'exportation du gaz naturel canadien ont atteint une moyenne de 2,43 $ le gigajoule en 1987 par rapport à 3,20 $ le gigajoule en 1986, ce qui représente une baisse de 24 %.

Il en a résulté une augmentation de l'ensemble des revenus d'exportation de gaz qui ont atteint 2,6 milliards de dollars par rapport à 2,5 milliards en 1986.

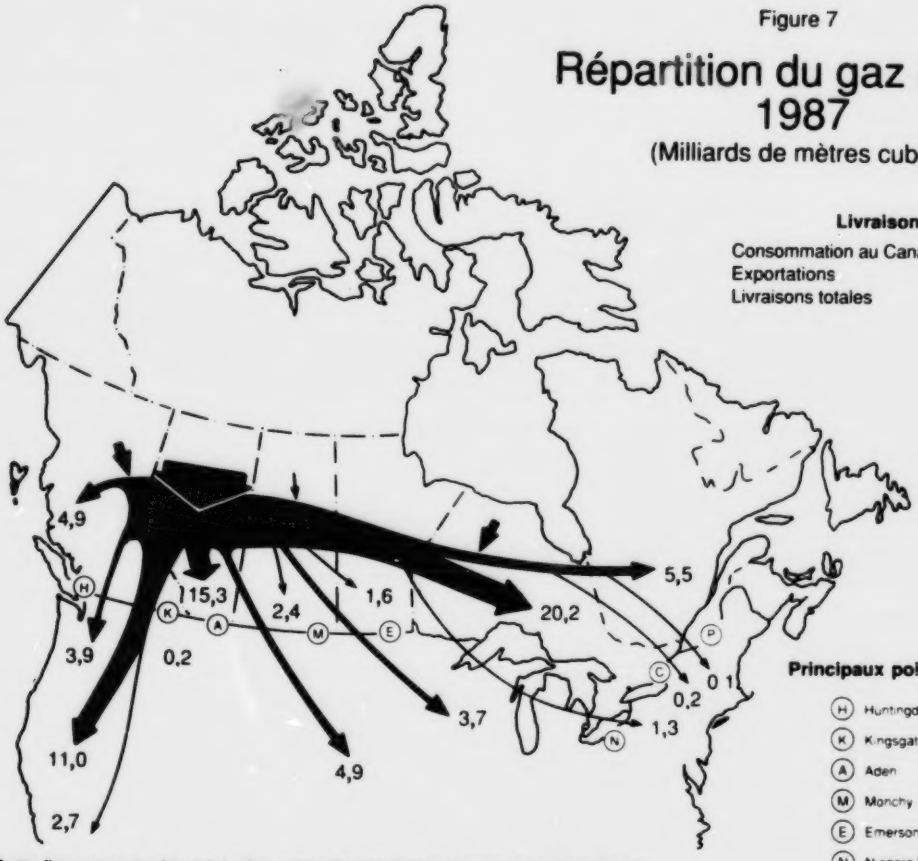
Les exportations vers la Californie, qui ont constitué 50 % des ventes à l'exportation de gaz du Canada en 1987, rendaient compte de 80 % de l'augmentation des volumes. Le reste était attribuable à la hausse des ventes sur le marché américain du disponible. En conséquence, la part du Canada sur le marché du gaz des États-Unis est passée à environ 5,8 % par rapport à 4,6 % en 1986.

L'accès aux réseaux de transport des États-Unis demeure un problème malgré les efforts permanents faits par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis pour inciter les pipelinières interétatiques à devenir des transporteurs de gaz à "libre-accès". En 1987, seulement une société pipelinière américaine a accepté de devenir un transporteur à libre-accès. Au cours de l'année, la restriction d'accès aux pipelines américains a limité les exportations en vertu d'ordonnances à court terme. Toutefois,

Figure 7

Répartition du gaz naturel 1987

(Milliards de mètres cubes)



Livraisons

Consommation au Canada	49,9
Exportations	28,0
Livraisons totales	77,9

Principaux points d'exportation

H	Huntingdon	3,9
K	Kingsgate	13,7
A	Aden	0,2
M	Monchy	4,9
E	Emerson	3,7
N	Niagara Falls	1,3
C	Cornwall	0,2
P	Phillipsburg	0,1

Cette figure montre les pricipales voies de circulation du gaz canadien depuis les sources d'approvisionnement jusqu'aux marchés.
La largeur des flèches est proportionnelle au volume de gaz transporté en 1987.
Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

La figure 18 est une carte qui indique l'emplacement des gazoducs réglentés par l'Office.

d'après les clauses contractuelles d'un certain nombre d'ententes à long terme visant la vente de gaz en vertu de licences, les ventes à l'exportation sur le marché du disponible effectuées par les détenteurs de licence sont demeurées élevées et ont constitué environ le quart des ventes totales à l'exportation.

À la fin de 1987, les perspectives de ventes à l'exportation de 1988 étaient bonnes. Si les exportateurs canadiens ont accès à plus de gazoducs américains, les volumes d'exportation devraient augmenter. Les prix à l'exportation du gaz devraient se stabiliser.

Liquides de gaz naturel

En 1987, la production nationale nette de propane et de butanes s'est chiffrée respectivement à 7,9 et à 5,1 millions de mètres cubes, soit environ 8,5 et 19 % de plus que les niveaux de 1986. La production d'éthane a atteint 9,4 millions de mètres cubes, soit une augmentation de 16 % par rapport à 1986. Les besoins

intérieurs en propane et en butanes ont augmenté de façon importante en 1987. Les quantités d'exportation de propane et de butanes ainsi que d'éthane se sont chiffrées à 2,6 et 2,8 millions de mètres cubes respectivement. Il s'agit d'une hausse de 16,1 % par rapport aux niveaux de 1986. Il n'y a eu aucune exportation d'éthane en 1987.

Électricité

Capacité de production

En 1987, la totalité de la capacité nette de production d'électricité au Canada a été d'environ 95 000 mégawatts, ce qui représente une augmentation d'environ 3 500 mégawatts, ou 4 %, par rapport à 1986. Cette hausse est principalement attribuable à la mise en service de nouvelles unités nucléaires en Ontario.

Production et consommation

La production totale d'électricité en 1987 a été d'environ 483 000 gigawatts-heures, soit une augmentation de 6 % par rapport à 1986. Environ 65 % de cette production provenait des centrales hydro-électriques, 20 % des centrales thermiques classiques et 15 % des centrales nucléaires. En 1987, la consommation totale du Canada a été d'environ 438 000 gigawatts-heures, ce qui représente une hausse de 4 % par rapport à 1986. La figure 8 montre la production et la consommation d'électricité au Canada au cours des cinq dernières années.

Ventes à l'exportation

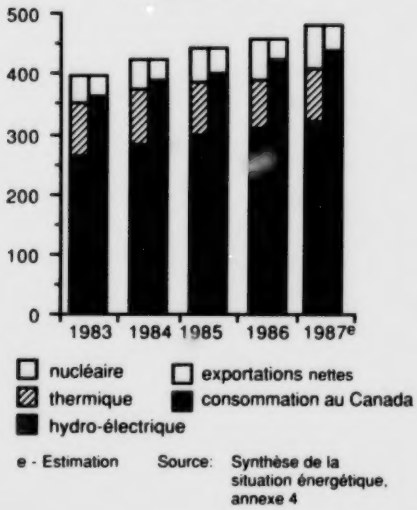
L'année 1987 a constitué une année inégalée quant aux volumes d'électricité exportés. Les ventes se sont chiffrées à 45 359 gigawatts-heures, soit une hausse de 29 % par rapport à 1986, et ont dépassé de 41 500 gigawatts-heures le sommet atteint en 1985. Les revenus d'exportation d'électricité, se chiffrant à 1,2 milliard de dollars en 1987, ont représenté une augmentation de 12 % par rapport à 1986 sans toutefois égaliser le record de 1,4 milliard de dollars atteint en 1985. En 1987, les revenus d'exportation n'ont pas autant augmenté que les volumes étant donné que les prix à l'exportation d'électricité, établis en partie d'après les coûts évités de l'électricité produite par les centrales alimentées au pétrole, ont continué de subir les effets du fléchissement des prix mondiaux du pétrole.

La plupart des grands services exportateurs ont exporté des quantités supérieures à celles de l'an dernier, exception faite d'Hydro-Manitoba dont les quantités destinées à l'exportation ont diminué de 50 % par rapport à l'année précédente et qui a connu son niveau d'exportation le moins élevé depuis 1980. Cette baisse était attribuable à la faiblesse de l'écoulement printanier et des précipitations estivales.

Deux principales raisons expliquent le record d'exportation de 1987. En premier lieu, Hydro-Québec a eu accès à un nouveau marché, le New England Power Pool. Les ventes sur ce marché, qui ont commencé à la fin de 1986, ont constitué 85 % de l'augmentation des volumes d'exportation d'Hydro-Québec en 1987. Les quantités et les revenus d'exportation d'Hydro-Québec ont

Figure 8

Électricité
Production et utilisation
(térawatts-heures)



e - Estimation Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 4

augmenté de 29 % et de 18 % respectivement par rapport à 1986. Une fois de plus, cette société s'est avérée le plus important exportateur d'électricité au Canada.

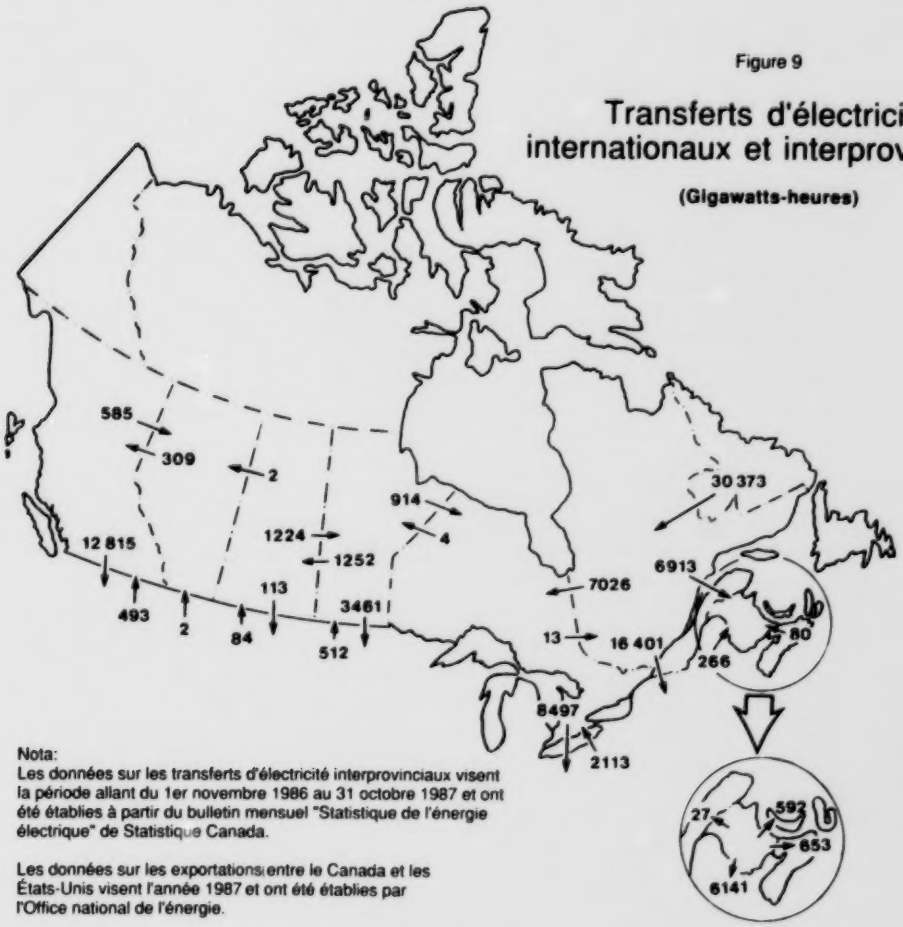
En deuxième lieu, B.C. Hydro a fait des ventes inégalées qui ont atteint 11 637 gigawatts-heures. Malgré ce record, les revenus tirés de ces ventes - 192 millions de dollars - ont été inférieurs aux revenus d'exportation de 1986, qui avaient atteint 281 millions de dollars.

La figure 9 montre les exportations et les importations de 1987 ainsi que les transferts interprovinciaux pour la période de douze mois se terminant en octobre 1987. Le tableau 3 indique, par province, la destination de toutes les exportations. Le marché le plus important en 1987 a été l'État de New-York, qui a absorbé environ 35 % de toutes les exportations d'électricité du Canada.

Figure 9

Transferts d'électricité internationaux et interprovinciaux

(Gigawatts-heures)



Nota:
Les données sur les transferts d'électricité interprovinciaux visent la période allant du 1er novembre 1986 au 31 octobre 1987 et ont été établies à partir du bulletin mensuel "Statistique de l'énergie électrique" de Statistique Canada.

Les données sur les exportations entre le Canada et les États-Unis visent l'année 1987 et ont été établies par l'Office national de l'énergie.

Figure 10

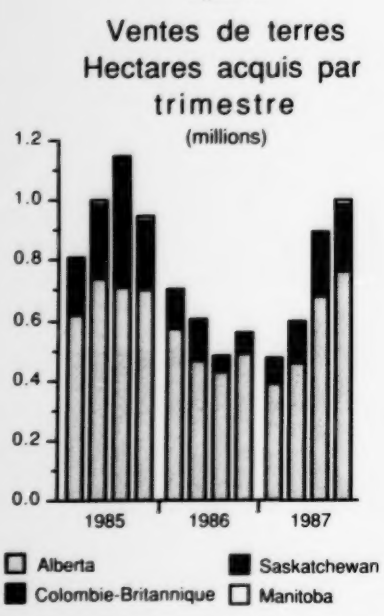


Figure 11

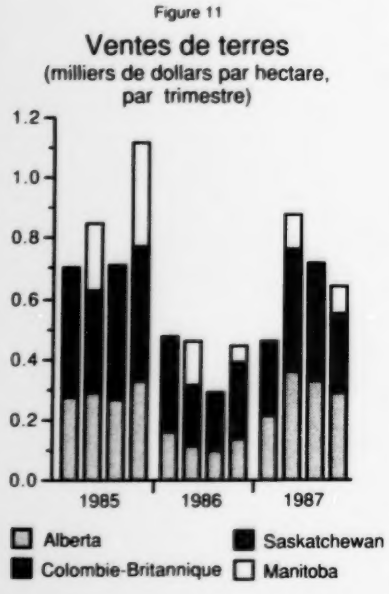


Tableau 3
Exportations d'électricité du Canada aux États-Unis par région ou État importateurs et par province exportatrice
(gigawatts-heures)

Région ou État importateurs	**Province exportatrice**	**Ventes[1]**
Maine	Nouveau-Brunswick	4 097
Massachusetts	Nouveau-Brunswick	1 813
Vermont	Québec	1 914
	Ontario	264
	Total	2 178
Nouvelle-Angleterre[2]	Québec	4 773
New York	Québec	8 342
	Ontario	7 490
	Total	15 832
Michigan	Ontario	808
Minnesota	Manitoba	2 564
Dakota du Nord	Manitoba	753
	Saskatchewan	55
	Total	808
Washington	Colombie-Britannique	1 682
Oregon	Colombie-Britannique	4 657
Californie	Colombie-Britannique	6 021
Autres[3]	Colombie-Britannique	126
TOTAL		**45 359**

1 Ne comprend pas les échanges.
2 Les exportations sont destinées à la New England Power Pool. On ne peut déterminer avec précision les États qui reçoivent l'électricité.
3 Comprennent l'Idaho, le Montana, le Nevada et l'Utah.

Activités d'exploration et réserves dans les domaines du pétrole et du gaz naturel

Travaux d'exploration et de forage

En 1987, les travaux d'exploration et de forage de l'industrie canadienne du gaz et du pétrole ont augmenté par rapport à 1986. Cette augmentation est attribuable à la hausse des prix du pétrole et à l'anticipation de mouvements de trésorerie plus élevés et plus stables. La hause s'est produite dans les régions classiques du

Canada; les travaux sur les terres du Canada sont demeurés aux niveaux de 1986 ou ont atteint des niveaux inférieurs.

Tous les principaux indicateurs de vitalité de l'industrie, soit les ventes de terres et le nombre d'équipes de recherches géophysiques, d'installations de forage et de puits creusés, se sont améliorés en 1987.

Par rapport à 1986, le nombre de terres achetées et le prix payé ont augmenté, sans toutefois dépasser les niveaux atteints en 1985. En 1987, l'industrie a acquis les droits de 2,9 millions d'hectares, alors qu'en 1986 et 1985, elle avait acquis les droits de 2,3 millions et 3,9 millions d'hectares respectivement. (Voir la figure 10.) Le prix moyen par hectare en 1987 a été de 269 $ par rapport à 130 $ et à 268 $ l'hectare en 1986 et 1985 respectivement. (Voir la figure 11.)

Pour l'ensemble de 1987, les travaux dans le domaine géophysique ont été légèrement plus nombreux qu'en 1986. Cela s'explique par le fait que durant le premier trimestre de 1986, le niveau des activités avait été exceptionnellement élevé avant que ne se produisent les réductions dans les travaux d'exploration suite à l'effondrement des prix mondiaux du pétrole. La figure 12 indique le nombre moyen des équipes de forage, par mois, pour la période comprise entre janvier 1985 et décembre 1987.

En 1987, le nombre de travaux de forage au Canada a été légèrement plus élevé qu'en 1986. Même si le nombre de puits creusés est pratiquement demeuré le même au cours des deux années, il y a eu hausse du nombre d'installations de forage en service au cours des deuxième et troisième trimestres de 1987. Toutefois, au cours du dernier trimestre de 1987, les activités se déroulant à ces installations de forage ont diminué, à cause surtout de l'expiration de l'exemption de cinq ans du versement, à l'Alberta, de redevances relatives aux puits d'exploration féconds.

Le point saillant de 1987 a été l'annonce faite par Shell Canada de la découverte de gaz naturel et de condensat à Caroline, en Alberta, à 120 kilomètres au nord-ouest de Calgary. Cette découverte est importante non seulement en raison de la taille du gisement, mais également parce qu'elle signale une nouvelle réserve productive pouvant donner lieu à d'autres découvertes.

Réserves de pétrole et de gaz

D'après les estimations de l'Office, les réserves établies restantes de pétrole brut classique étaient de 730,8 millions de mètres cubes au 31 décembre 1986, soit 6,6 millions de mètres cubes de moins que l'estimation établie à la fin de l'année 1985.

Les réserves établies initiales (avant la production) de pétrole brut classique ont augmenté de 62,4 millions de mètres cubes grâce aux découvertes et aux additions et réévaluations des réserves estimées. Les hausses se sont produites dans les quatre provinces de l'Ouest.

D'après les estimations de l'Office, les réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions de production classique étaient de 75,3 exajoules au 31 décembre 1986, soit 2 exajoules de moins qu'à la fin de 1985.

Figure 12

Travaux géophysiques dans l'Ouest canadien

(équipes actives par mois)

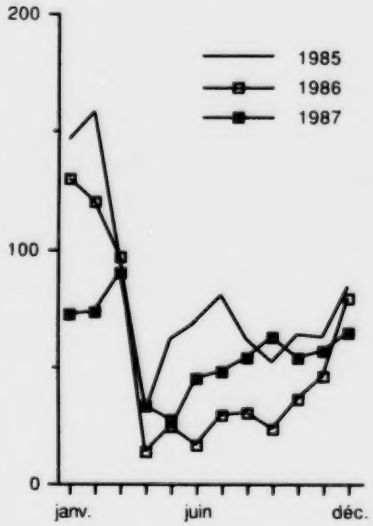


Figure 13

Puits creusés au Canada

(milliers)

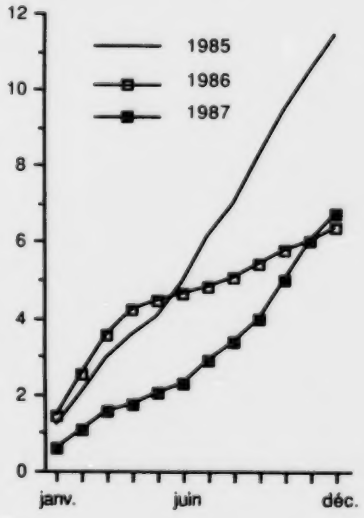


Figure 14

Activités des installations de forage canadiennes

(nombre d'installations de forage par semaine)

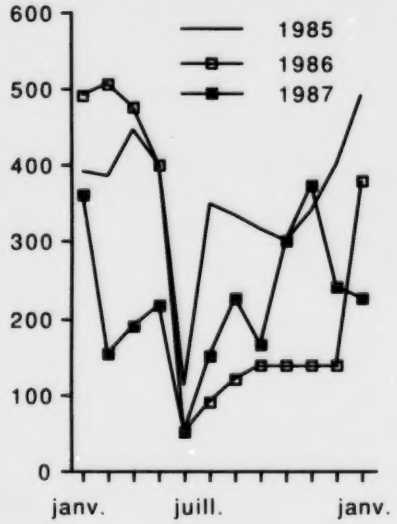


Figure 15

Pétrole brut

Additions aux réserves et production

(millions de mètres cubes)

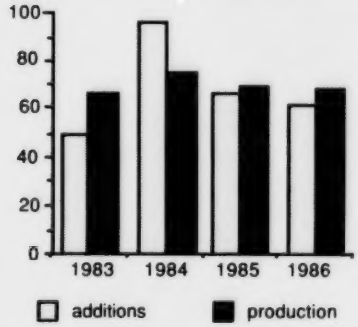
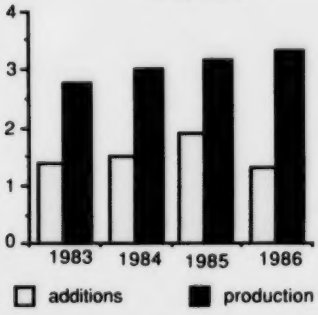


Figure 16

Gaz naturel

Additions aux réserves et production

(exajoules)



Les réserves établies initiales de gaz naturel ont augmenté de 1,3 exajoule, compte tenu des augmentations notées dans toutes les régions classiques à l'exception du sud du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

Tableau 4

Estimation des réserves établies de pétrole brut classique au 31 décembre 1986

(millions de mètres cubes)

	Initiales	**Restantes**
Colombie-Britannique	84,5	19,7
Alberta	2086,5	559,2
Saskatchewan	447,4	113,0
Manitoba	34,8	9,8
Sud du Yukon et Territoires du Nord-Ouest	35,2	28,1
Ontario et autres régions de l'est du Canada	10,3	0,9
Total au Canada	**2698,6**	**730,8**

Tableau 5

Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1986

(exajoules)

	Initiales	**Restantes**
Colombie-Britannique	16,0	8,8
Alberta	114,8	63,9
Saskatchewan	3,2	1,9
Sud du Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,5	0,3
Ontario et autres régions de l'est du Canada	1,5	0,4
Total - Régions classiques	**136,0**	**75,3**
Delta du Mackenzie	5,6	5,6
Archipel Arctique	12,0	12,0
Total au Canada	**153,6**	**92,9**

Activités de l'Office

Audiences et enquêtes

En 1987, l'Office a mené la totalité ou une partie des quinze audiences et enquêtes, d'une durée totale de 172 jours, dans différentes villes, de Vancouver, en Colombie-Britannique, jusqu'à Fredericton, au Nouveau-Brunswick.

Voici un résumé des principales décisions rendues et des renseignements sur les autres demandes dont l'Office a été saisi en 1987.

Exportations de gaz naturel

Méthodes de calcul des excédents

L'une des principales responsabilités de l'Office national de l'énergie est de veiller à ce que le gaz naturel que l'on propose d'exporter constitue un excédent par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. Au cours des années, l'Office s'est acquitté de cette responsabilité de différentes façons.

Au cours d'une audience tenue en 1985, l'Office a étudié ses méthodes de calcul des excédents de gaz naturel. Dans son rapport d'avril 1986, il a annoncé l'adoption d'une nouvelle méthode de calcul fondé sur le ratio réserves/production (ratio R/P).

Dans une lettre datée du 29 octobre 1986, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'Office de lui faire donner son avis sur les implications de l'évolution des marchés du gaz naturel et "sur les mesures que l'Office entend prendre pour adapter ses méthodes de calcul des excédents de gaz naturel aux conditions d'un marché qui évolue rapidement".

Le 4 novembre 1986, le président de l'Office a répondu que l'Office allait entreprendre un examen exhaustif.

Cet examen a été mené par l'Office réuni en conseil. Les parties intéressées ont présenté leurs vues par voie de mémoires (quelque 50 parties l'ont fait) et par des témoignages à l'audience publique tenue par un membre pendant 12 jours, en avril et mai 1987, à Ottawa, Calgary et Toronto.

L'examen a porté sur deux grandes questions:

- la pertinence de la méthode fondée sur le ratio R/P à la lumière de l'évolution récente du marché du gaz naturel au Canada;
- les autres méthodes de calcul que l'Office devrait considérer.

En septembre 1987, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision dans lesquels il annonçait l'adoption d'une nouvelle méthode de calcul des excédents de gaz naturel disponibles aux fins d'exportation. La méthode de calcul axée sur les conditions du marché a remplacé la méthode fondée sur le ratio R/P.

En vertu de la nouvelle méthode, l'Office a décidé de veiller par deux moyens à ce que le gaz naturel faisant l'objet d'une demande de licence d'exportation constitue un excédent par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada: le premier se situe dans le cadre des audiences publiques visant à instruire les demandes de licences d'exportation du gaz naturel; le deuxième est la surveillance permanente des marchés énergétiques canadiens.

Dans le cadre des audiences publiques, la méthode de calcul axée sur les conditions du marché comporte les trois éléments suivants:

1) Méthode d'intervention en fonction des plaintes - Au cours de l'audience publique, l'Office étudiera les plaintes présentées par les consommateurs canadiens selon lesquelles ils ne peuvent passer de nouveaux contrats d'approvisionnement en gaz à des modalités semblables à celles prévues dans les demandes d'exportation, y compris à des prix équivalents. Si l'Office juge une plainte fondée, il peut rejeter la demande ou reporter sa décision finale jusqu'à ce qu'on ait donné l'occasion de corriger la situation.

2) Évaluation de l'incidence des exportations - L'Office exigera que les demandeurs de licences d'exportation présentent une évaluation de l'incidence des exportations afin d'être en mesure de déterminer si un projet d'exportation risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire à leurs propres besoins énergétiques aux prix du marché.

3) Établissement de la conformité à l'intérêt public - Comme l'exige l'article 83 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office continuera de tenir compte de tous les autres facteurs jugés pertinents pour déterminer si les licences d'exportation proposées sont conformes à l'intérêt public national.

Dans le cadre de la surveillance des marchés, l'Office continuera de publier tous les deux ans l'évaluation, effectuée par son personnel, intitulée *L'Énergie au Canada - Offre et demande*. La prochaine mise à jour de ce rapport devrait paraître à la fin de 1988. L'évaluation traite, entre autres, de l'évolution de la part du marché énergétique alimenté par différentes formes d'énergie - électricité, pétrole, gaz naturel, produits pétroliers, charbon et ressources renouvelables - au cours d'une période prévisionnelle d'environ vingt ans. De plus, l'Office publiera régulièrement des évaluations du marché du gaz naturel analysant l'offre, la demande et les prix en matière de gaz naturel.

Projet d'exportation Alberta Northeast Gas

En novembre 1986, Alberta Northeast Gas Ltd., dans des demandes conjointes distinctes avec TransCanada, ProGas, ATCOR et AEC, a demandé à l'Office de fusionner et de prolonger trois licences d'exportation de gaz naturel existantes et de délivrer de nouvelles licences d'exportation vers les États du nord-est des États-Unis.

Les sociétés ont demandé à l'Office d'approuver l'exportation de quelque 61 milliards de mètres cubes de gaz naturel à dix-neuf sociétés de distribution de gaz desservant les marchés de la Nouvelle-Angleterre, de New York et du New Jersey. La période d'exportation serait de quinze ans à compter du 1er novembre 1988. En vertu des licences GL-84, GL-85 et GL-88 qu'elle

L'année en bref

Pétrole

- délivrance de quelque 110 ordonnances d'exportation de pétrole à court terme
- augmentation de la capacité de transport par oléoduc en raison de l'achèvement du projet d'agrandissement du réseau d'Interprovincial
- désignation, en réponse à une demande présentée par Trans Mountain, de l'éther butylique tertiaire de méthyle (EBTM) et du méthanol à titre de produits pétroliers, autorisant ainsi leur transport par oléoduc

Gaz naturel

- approbation de 109 ordonnances d'exportation à court terme et d'importation, ainsi que de 46 ordonnances visant le transport du gaz naturel sur le marché interprovincial
- adoption de la "méthode de calcul axée sur les conditions du marché" afin de s'assurer que les exportations proposées constituent des excédents par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada; cette méthode de calcul a remplacé la méthode précédente du ratio réserves/production
- délivrance, aux promoteurs du projet Alberta Northeast, de quatre licences autorisant des exportations pouvant atteindre jusqu'à 61 milliards de mètres cubes
- délivrance d'une nouvelle licence à ProGas l'autorisant à exporter jusqu'à 517 millions de mètres cubes par année pendant une période de vingt ans
- présentation, à la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis, d'un mémoire relatant les inquiétudes de l'Office au sujet de l'Opinion n° 256 de la FERC interdisant le recouvrement de certains frais de transport pipelinier selon les dispositions des contrats d'exportation de gaz

Électricité

- étude, entreprise à la demande du ministre, de la réglementation fédérale en matière d'exportation d'électricité; la réponse de l'Office a donné lieu à un rapport, décrivant des options, rédigé par un comité composé de trois membres de l'Office et rendu public par le ministre, et à un rapport ultérieur relatant les conclusions et les recommandations de l'Office
- rejet, fondé sur l'insuffisance de la preuve, d'une demande présentée par Hydro-Québec en vue d'exporter 70 térawatts-heures d'énergie; étude de la demande révisée en décembre
- approbation d'une demande présentée par Hydro-Manitoba en vue d'exporter 200 mégawatts d'énergie garantie à Northern States Power Company
- relèvement des limites des ordonnances d'exportation d'électricité, de 50 à 60 mégawatts et de 250 à 400 mégawatts-heures et, relativement à l'exportation d'énergie interruptible et aux échanges, de 250 à 1 000 gigawatts-heures

Énergie au Canada : Offre et demande

- début de l'étude sur l'offre et la demande d'énergie au Canada pour la période comprise entre 1987 et 2005; cette étude, qui sera publiée à la fin de 1988, mettra à jour les prévisions de 1986 établies par le personnel

Pipelines

- début des audiences concernant la demande qu'a présentée TransCanada pour l'agrandissement de son réseau afin de répondre aux besoins des marchés intérieurs et extérieurs existants et de livrer les nouvelles exportations, effectuées sous licences, aux États du nord-est des États-Unis
- enquête sur un accident survenu sur l'oléoduc de Sun près de Sarnia, en Ontario
- poursuite de l'étude de la recommandation 5.9 et étude des autres recommandations comprises dans le rapport de 1986 de l'Office ayant trait à l'enquête sur un accident mortel survenu aux installations d'Interprovincial près de Camrose, en Alberta
- poursuite de l'étude du règlement sur les croisements des pipelines par des tiers; la version révisée du règlement devrait être rendue publique en 1988
- signature d'un protocole d'entente conclu avec Travail Canada en vertu duquel le ministre du Travail a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer la Partie IV du Code canadien du travail chez les sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office
- aucune mortalité ou blessure grave attribuable à des accidents dans des emprises pipelinières n'a eu lieu en 1987; par contre, 38 incidents ont été signalés durant l'année

Réglementation des droits

- approbation des nouveaux droits exigibles par Westcoast à compter du 1er janvier 1987 et du 1er janvier 1988
- décision selon laquelle les droits exigibles par TransCanada à compter du 1er juillet 1987 seraient pratiquement les mêmes que les droits courants
- décision concernant les nouveaux droits exigibles par Interprovincial à compter du 1er janvier 1987; dans l'ensemble, les droits applicables au pétrole brut léger ont augmenté en moyenne d'environ 20 %
- autorisation de nouveaux droits exigibles par Trans-Nord à compter du 1er septembre 1987 pour le transport de produits pétroliers raffinés
- établissement de nouveaux droits mensuels exigibles par TQM pour le transport du gaz naturel au Québec
- décision de réglementer les droits d'Alberta Natural Gas et d'IPL (NW) en fonction des plaintes

Contentieux

- la Cour d'appel fédérale a jugé que le projet de construction, par Cyanamid, d'une canalisation de 6 kilomètres au sud-ouest de l'Ontario ne relevait pas de la compétence de l'Office
- la Cour d'appel fédérale a maintenu la décision de l'Office selon laquelle certaines cavités de stockage d'éthane à Windsor, en Ontario, relevaient de sa compétence
- la Cour fédérale a accordé à Northridge Petroleum Marketing, Inc. et ENRON Canada Ltd. l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office concernant leurs plaintes au sujet des droits exigés par TransCanada relativement au gaz vendu aux termes des accords passés dans le cadre du Programme de commercialisation sur les marchés concurrentiels de TransCanada
- la Cour fédérale a accordé au canton de Flamborough et à la municipalité régionale de Hamilton-Wentworth l'autorisation d'interjeter appel relativement aux modalités de l'ordonnance de l'Office autorisant Interprovincial à construire certaines installations de terminal de propane dans le secteur de Flamborough, en Ontario. Interprovincial a par la suite informé l'Office qu'elle n'avait pas l'intention de réaliser ce projet et l'Office a révoqué l'ordonnance autorisant la construction des installations

Procédure de réglementation

- commencement d'une importante analyse de méthodes qui permettraient d'améliorer la procédure d'audience de l'Office et mise en oeuvre d'un certain nombre de mesures; les consultations avec les parties intéressées portant sur d'autres suggestions se poursuivront en 1988

Réaménagement de l'effectif

- réduction du personnel, qui est passé de 433 à 358 années-personnes

détenait, TransCanada était autorisée à exporter un volume total de 31 milliards de mètres cubes de gaz.

L'Office a tenu une audience publique en février 1987 et rendu publics ses Motifs de décision en avril 1987. Il a accordé à TransCanada, ProGas, ATCOR et AEC quatre nouvelles licences à détenir conjointement avec Alberta Northeast Gas Ltd. Ces licences autorisent l'exportation, à partir de Niagara Falls et d'Iroquois, en Ontario vers les États du nord-est des États-Unis, d'un volume pouvant atteindre jusqu'à 61 milliards de mètres cubes de gaz naturel. De plus, deux licences existantes détenues par TransCanada ont été révoquées et une autre a été modifiée.

ProGas Limited - Licence

En septembre 1986, ProGas a demandé une nouvelle licence l'autorisant, durant une période de vingt ans, à exporter du gaz naturel à Ocean State Power à partir de Niagara Falls, en Ontario. Le gaz servirait à alimenter une nouvelle centrale électrique à cycle combiné qu'Ocean State Power veut construire à Burrillville, dans le Rhode Island. La quantité que la société se propose d'exporter à compter de mai 1989 pourrait atteindre jusqu'à 517 millions de mètres cubes par année.

L'Office a tenu une audience concernant la demande à Calgary, en janvier, et a rendu publics en février 1987 ses Motifs de décision autorisant la licence demandée.

Ocelot Gas Marketing Inc. - Licence

Dans une demande datée du 30 octobre 1987, Ocelot a sollicité une licence d'une durée de 15 années en vue d'exporter du gaz naturel à sa filiale en propriété exclusive, Ocelot Gas Marketing (U.S.) Inc. Le volume d'exportation serait de 1,4 million de mètres cubes par jour (50 millions de pieds cubes par jour) à compter du 1er décembre 1987 ou dès qu'aurait été approuvé le transport du gaz par les gazoducs de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. et de Northern Border Pipeline Company.

Sous réserve du dépôt par Ocelot de certains renseignements supplémentaires, l'Office prévoit entendre la demande en 1988.

Pan-Alberta Gas Ltd. - Prolongation de licence

Dans une demande datée du 21 mai 1987, Pan-Alberta a sollicité la prolongation de la licence GL-96 du 31 octobre 1996 au 31 octobre 2012 et une augmentation de 45,6 milliards de mètres cubes de la quantité totale autorisée en vertu de la licence.

En décembre 1987, la société a déposé une demande révisée.

Une audience publique devrait se tenir au début de 1988.

Alberta and Southern Gas Co. Ltd.

En novembre 1987, l'Office a reçu une demande présentée par Alberta and Southern visant la modification de la licence d'exportation de gaz GL-99 et l'autorisation d'augmenter de 169,3 milliards de mètres cubes le volume maximal de ses exportations de gaz. Cette demande remplace la demande faite par la société en 1985.

La demande, dans sa version déposée, est incomplète. On s'attend à ce que la société dépose au début de 1988 des renseignements additionnels concernant les réserves de gaz et les marchés, ainsi qu'une évaluation des incidences de l'exportation.

Électricité

Réglementation des exportations d'électricité

En novembre 1986, l'Office a commencé une enquête sur la réglementation fédérale des exportations d'électricité.

L'enquête fait suite en partie à une demande présentée par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pour savoir

Points saillants sur les sociétés pipelinières qui relèvent de l'Office national de l'énergie

	Base des taux de 1987[1] *(millions de $)*	*Besoins en revenus de 1987 (millions de $)*	*Longueur (doublements compris) (km)*	*Débit réel en 1987*
GROUPE 1[2]				
Gaz				*($10^6 m^3$)*
Alberta Natural Gas Company Ltd.	*17*	*25*	*172*	*13 717*
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	*735*	*182*	*849*	*7 494*
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	*397*	*77*	*341*	*2 613*
TransCanada PipeLines Limited	*2 558*	*1 220*	*10 599*	*32 740*
Westcoast Transmission Company Limited	*789*	*258*	*4 443*	*8 900*
Pétrole				*($10^3 m^3$)*
Cochin Pipe Lines Ltd.	*59*	*25*	*1 125*	*3 151*
Pipeline Interprovincial Ltée	*563*	*237*	*6 652*	*77 692*
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	*331*	*80*	*868*	*1 562*
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	*68*	*44*	*1 328*	*26 225*
Les Pipelines Trans-Nord Inc.	*45*	*26*	*847*	*8 563*
GROUPE 2				
Total	*96*	*60*	*3 111*	*s/o*

1 Valeur nette des installations ou l'équivalent, y compris le fonds de roulement
2 Le groupe 1 comprend les dix grandes sociétés pipelinières. Les autres sociétés constituent le groupe 2.
Source: Estimations préliminaires obtenues auprès des sociétés pipelinières.

comment l'Office pourrait simplifier la réglementation des exportations d'électricité et des lignes internationales de transport d'électricité.

Dans le cadre de l'enquête, une audience publique s'est tenue en novembre et décembre 1986 à Ottawa, Fredericton et Vancouver. Cinquante-deux parties ont participé à l'audience.

L'Office a analysé un certain nombre de questions:

- la justification d'avoir cette réglementation, c'est-à-dire les divergences entre l'intérêt public et les intérêts privés attribuables à l'existence d'un pouvoir de monopole ou de marché, à l'imposition de coûts externes ou indirects et à l'existence de coûts qui devront être supportés par les générations futures;
- l'existence de tout chevauchement des réglementations fédérale et provinciale et les façons de le réduire;
- la méthode utilisée pour déterminer si l'électricité destinée à l'exportation est excédentaire par rapport aux besoins du Canada;
- le caractère approprié des lignes directrices courantes de l'Office à l'égard des prix;
- la durée des licences, dont la limite actuelle est de vingt-cinq ans;
- la possibilité de réduire la quantité de renseignements qui doivent être fournis par les demandeurs de licences et de certificats;
- la question de savoir si les exportations d'électricité produite à partir de sources d'énergie importées devraient être exemptées, par l'Office, de l'application de la réglementation;
- l'accès aux installations de transport par les exportateurs canadiens qui n'ont pas un accès direct à d'éventuels acheteurs américains;
- le traitement des excédents, le prix à l'exportation et d'autres considérations d'intérêt public relatives aux propositions d'exportation à long terme qui peuvent entraîner l'utilisation d'installations construites à l'avance ou réservées à l'exportation;
- les critères applicables à la délivrance de certificats autorisant des lignes internationales de transport d'électricité.

L'Office a fourni sa réponse au ministre sous forme de deux rapports le 9 juillet 1987. Le rapport rédigé par un comité d'audience composé de trois membres de l'Office décrivait les options offertes; il a été rendu public par le ministre le 16 juillet 1987; dans un deuxième rapport, l'Office énonçait ses conclusions et ses recommandations.

Régie de l'hydroélectricité du Manitoba - Licence d'exportation

En juin 1987, l'Office a tenu une audience publique à Winnipeg, au Manitoba, pour entendre la demande, datée du 20 janvier 1987,

présentée par Hydro-Manitoba en vue d'obtenir une licence l'autorisant à exporter de l'énergie et de la puissance garanties à Northern States Power Company de Minneapolis, au Minnesota.

En septembre 1987, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision; il a accordé à Hydro-Manitoba une licence l'autorisant à exporter jusqu'à 200 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 883 gigawatts-heures d'énergie annuellement, durant les mois d'été de 1993 à 1996 inclusivement.

Hydro-Québec - Exportation aux New England Utilities

En décembre 1985, l'Office a reçu une demande présentée par Hydro-Québec en vue d'obtenir une licence l'autorisant à exporter aux New England Utilities 70 térawatts-heures d'énergie électrique au cours d'une période de dix ans, à compter de 1990. La période pourrait être prolongée de quatre autres années afin de permettre la livraison de toute l'énergie non livrée avant le 31 août 2000.

Une audience publique s'est tenue à Montréal pendant huit jours en mars, et à Ottawa pendant quatre jours en avril 1987.

En juin, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision rejetant la demande. Il a conclu que la preuve produite par Hydro-Québec ne permettait pas de démontrer:

- que l'énergie proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada;
- que le prix à l'exportation n'était pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent dans des régions adjacentes.

Un service public qui demande une licence d'exportation doit fournir ces renseignements, conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application.

Pour se conformer à cette exigence, les services publics qui se proposent d'exporter de l'électricité ont comme pratique courante d'offrir d'abord cette électricité aux provinces voisines à un prix qui n'est pas supérieur au prix à l'exportation exigé pour un service équivalent. Le rejet de ces offres indique à l'Office que les services publics canadiens n'ont pas besoin de l'électricité proposée à l'exportation.

Hydro-Québec avait omis de faire ces offres aux services publics avoisinants, soit ceux de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve, et n'avait pas fourni d'autres preuves suffisantes pour démontrer à l'Office que l'énergie proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins du Canada et que le prix à l'exportation était juste et raisonnable par rapport à l'intérêt public.

En août, Hydro-Québec a déposé une nouvelle demande en vue d'obtenir une licence l'autorisant à exporter 70 térawatts-heures d'énergie garantie aux New England Utilities pour une période de 10 à 14 ans à compter de 1990. Dans sa demande, Hydro-Québec a indiqué qu'elle s'était conformée à la décision antérieure de l'Office et avait offert l'énergie destinée à l'exportation aux services publics canadiens directement interconnectés.

Réglementation expéditive

En 1987, l'Office a poursuivi avec diligence l'étude de toutes les demandes reçues. La plupart des demandes d'exportation de gaz à court terme ont été étudiées dans les trois jours suivant leur réception. L'étude des demandes exigeant la tenue d'une audience publique a, bien sûr, nécessité plus de temps: les demandes de licences d'exportation de gaz, environ cinq mois; les demandes visant des installations pipelinières, en moyenne six mois; et les demandes relatives aux droits exigibles par les pipelinières, quelque huit mois.

Maine and New Brunswick Electrical Power Company - Licence d'exportation

Dans une demande datée du 17 septembre 1987, Maine and New Brunswick a sollicité une licence l'autorisant à exporter à sa société mère, Maine Public Service Company située à Presque Isle, dans le Maine, 37 mégawatts de puissance garantie et 200 gigawatts-heures d'énergie au cours de toute période de douze mois consécutifs comprise dans une période de vingt ans.

L'Office a l'intention de tenir une audience publique portant sur cette demande au début de 1988.

Hydro-Québec - Exportations aux Vermont Joint Owners

Dans une demande datée du 29 juin 1987, Hydro-Québec a sollicité une licence l'autorisant à exporter jusqu'à 50 mégawatts de puissance garantie et 438 gigawatts-heures d'énergie garantie aux Vermont Joint Owners pour la période comprise entre le 1er mars 1988 et le 31 octobre 1990.

Suite au dépôt de renseignements supplémentaires, l'Office a l'intention de tenir une audience publique portant sur cette demande en janvier 1988.

Installations pipelinières

Cyanamid Canada Pipeline Inc. - Installations

En août et septembre 1986, l'Office a tenu une audience publique concernant deux demandes présentées par Cyanamid Canada Pipeline Inc. (Cyanamid Pipeline), filiale en propriété exclusive de Cyanamid Canada Inc. (Cyanamid). Cyanamid Pipeline a demandé, en vertu de l'article 49 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'autorisation de construire une canalisation de six kilomètres reliant son usine située près de Welland, en Ontario, au poste de Black Horse du réseau pipelinier de TransCanada. Grâce à la canalisation, la société éviterait les installations de la société The Consumers' Gas Company Ltd. qui dessert actuellement l'usine de Cyanamid. Cyanamid Pipeline a également demandé, en vertu du paragraphe 59(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, une ordonnance obligeant TransCanada à permettre le raccordement à son gazoduc de la canalisation proposée par Cyanamid.

Les deux principales questions soulevées au cours de l'audience ont été de savoir si la canalisation de Cyanamid relevait de la compétence de l'Office et, dans l'affirmative, si le projet de dérivation était conforme à l'intérêt public.

L'Office a rendu publics ses Motifs de décision en janvier 1987. Il a autorisé la construction d'une canalisation de six kilomètres après avoir déterminé que cette dernière relevait de sa compétence.

Plusieurs instances juridiques ont suivi. Dans l'une d'elles, la Cour d'appel fédérale a jugé que le pipeline ne relevait pas de la compétence de l'Office. Pour obtenir une description de instances, voir la section *Poursuites judiciaires*.

TransCanada PipeLines Limited - Installations et conception des droits en 1988 et 1989

En juin 1987, TransCanada a déposé une demande pour obtenir l'autorisation d'agrandir son réseau pipelinier dans le Canada central afin de satisfaire aux besoins des marchés canadiens et étrangers existants et de livrer aux États-Unis de nouvelles exportations en vertu de licences.

En juillet, l'Office a décidé de tenir une audience; il a indiqué qu'il étudierait également la conception des droits et la méthode de répartition des coûts des nouvelles installations.

En juillet, KannGaz a présenté à l'Office une demande d'ordonnance visant à obliger TransCanada à construire les installations nécessaires pour le transport des volumes d'exportation de gaz naturel de KannGaz vers les marchés des États-Unis. En août 1987, l'Office a décidé d'étudier cette demande en même temps que celle présentée par TransCanada.

L'audience a débuté le 16 novembre 1987 à Ottawa et s'est poursuivie en 1988; une décision devrait être rendue publique d'ici le milieu de 1988.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. - Installations et conception des droits

En septembre 1987, Trans Mountain a déposé une demande en vue d'être autorisée à agrandir son réseau pipelinier en Colombie-Britannique et en Alberta, et d'obtenir des droits applicables au nouveau réseau et des modifications de la conception actuelle des droits.

La société propose de réaliser l'agrandissement en deux étapes. Les installations de la première étape lui permettraient de transporter des volumes croissants de pétrole brut lourd tout en continuant de respecter ses engagements, c'est-à-dire de transporter du pétrole brut léger aux raffineries de Vancouver et des produits raffinés à Kamloops. La demande porte sur un accroissement de la capacité de stockage à Edmonton et Burnaby, deux nouvelles stations de pompage, et des travaux importants d'agrandissement et de modification de sept stations de pompage déjà en place. Trans Mountain prévoit que la construction des installations, qui devraient coûter environ 57 millions de dollars, devrait être terminée avant la fin de 1989.

Les installations de la deuxième étape permettraient d'exporter d'autres produits, comme le méthanol ou l'éther butylique tertiaire de méthyle, utilisés pour augmenter l'indice d'octane de l'essence pour moteurs.[1] La construction de ces installations commencerait seulement lorsque la société serait raisonnablement assurée que ces livraisons se matérialiseraient. Les travaux prévus à la deuxième étape, qui devraient coûter quelque 27 millions de dollars, comprennent la construction de trois nouvelles stations de pompage et la remise en service de deux boucles inutilisées, chacune de 762 millimètres de diamètre, d'une longueur totale de 82 kilomètres.

1 Pour obtenir la description du *Règlement sur la désignation des produits pétroliers*, voir la section *Loi et réglements*.

L'Office a décidé de tenir une audience publique qui commencera en février 1988 à Vancouver.

Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel - Services de transport

En mai, la Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel a demandé à l'Office d'obliger TransCanada à transporter vers le Manitoba du gaz naturel acheté directement des agents et producteurs de gaz de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan, pendant une période de trois ans à compter du 1er novembre 1987; elle lui a également demandé d'établir les droits exigibles à l'égard du service de transport. Les volumes de gaz à transporter se substitueraient effectivement à tous les volumes actuels achetés par chacun des deux distributeurs desservant le Manitoba, soit ICG Utilities (Manitoba) Ltd. et Greater Winnipeg Gas Company.

L'Office a tenu une audience publique à Winnipeg, au Manitoba, du 9 au 15 septembre 1987; il a annoncé le 25 septembre qu'il rejetait la demande et que les Motifs de décision suivraient.

En octobre 1987, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision énonçant qu'il avait conclu que les accords de transport proposés par la Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel constituaient des cas de substitution des approvisionnements d'énergie garantie actuellement visés par des contrats et qu'ils n'étaient pas conformes à l'intérêt public.

La Société a par la suite décidé d'en appeler de la décision de l'Office devant la Cour d'appel fédérale. Pour obtenir plus de renseignements, voir la section *Poursuites judiciaires*.

Droits et tarifs

TransCanada PipeLines Limited - Droits de 1987

En février 1986, TransCanada a demandé à l'Office d'autoriser de nouveaux droits à compter du 1er août 1986. Conformément à la décision de l'Office de modifier l'année d'essai de TransCanada pour qu'elle coïncide avec l'année financière de la société, la société a donc déposé une demande révisée.

Les faits saillants de la demande de TransCanada comprenaient une augmentation des besoins en revenus d'environ 10 % par rapport au montant autorisé en 1986, un relèvement de 30 à 35 % du ratio présumé des actions ordinaires et le maintien du taux de rendement de 14,5 % sur les avoirs.

Une audience publique portant sur les nouveaux droits a commencé en septembre 1986 et s'est terminée en février 1987. L'audience a également porté sur la répartition du coût du service approuvé de la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM) à des fins d'établissement des droits, sur l'application de la méthode fondée sur le volume de la demande opérationnelle et sur d'autres questions connexes découlant de la décision sur la disponibilité des services sur le réseau de TransCanada[1], ainsi que sur diverses demandes d'ordonnances définitives, présentées en vertu

1 Motifs de décision de l'Office national de l'énergie, mai 1986

du paragraphe 59(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, exigeant que TransCanada fournisse des services de transport à certains acheteurs s'approvisionnant directment chez les producteurs.

En juin 1987, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision. Il a décidé que les droits exigibles par TransCanada, à compter du 1er juillet 1987, demeureraient essentiellement les mêmes que les droits courants, étant donné qu'il avait décidé de maintenir au niveau de 1986 les besoins en revenus de 1987.

L'Office a rejeté la demande de la société voulant faire passer de 30 à 35 % l'élément actions ordinaires de sa structure du capital et a autorisé un taux de rendement des actions ordinaires de 13,25 % pour 1987.

L'Office a décidé qu'à compter du 1er novembre 1987, TransCanada offrirait deux niveaux de service interruptible appelés SI-1 et SI-2. Les droits applicables au niveau SI-1 sont équivalents à la moyenne des droits relatifs au service garanti selon un facteur de charge de 80 %, et les droits applicables à SI-2 sont équivalents à la moyenne des droits relatifs au service garanti selon un facteur de charge de 90 %.

L'Office n'a pas retenu les propositions visant à modifier la méthode traditionnelle de traitement des besoins en revenus de TQM et il a jugé approprié de continuer à inclure les coûts de TQM dans les besoins en revenus de TransCanada à des fins d'établissement des droits.

L'Office a jugé approprié d'accorder aux expéditeurs la possibilité de fournir leur propre combustible puisque cette option est compatible avec le régime de tarification axée sur les conditions du marché préconisé dans l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* du 31 octobre 1985. Il a ordonné à TransCanada de déposer une version modifiée de son tarif permettant aux expéditeurs utilisant le réseau de TransCanada de fournir leur propre combustible à partir du 1er novembre 1987, et de lancer des appels d'offres pour la quantité de combustible non fournie par les expéditeurs.

L'Office a formulé des lignes directrices qui s'ajoutent à celles sur la méthode de la demande opérationnelle annoncée dans ses Motifs de décision de mai 1986 relativement à TransCanada. L'Office a confirmé qu'il n'y aurait pas réversion automatique de la capacité pipelinière au profit des distributeurs au moment de la cessation des ventes directes de substitution. L'Office a décidé que les volumes de substitution seraient établis au prorata de toutes les ventes garanties à long terme et des services de transport achetés par le distributeur à TransCanada au moment de la substitution. L'Office a décidé d'étudier cas par cas les besoins de redressement relatifs à la demande opérationnelle pour les charges perdues au profit du service interruptible.

À la mi-juillet de 1987, l'Office a reçu des demandes présentées par l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada, Inland Cement Limited et Northridge Petroleum Marketing, Inc. sollicitant la révision, par l'Office, des parties de sa décision de mai 1987 relatives au niveau des droits exigibles par TransCanada pour les livraisons interruptibles. En octobre, l'Office a décidé de rejeter ces demandes de révision.

En juillet 1987, TransCanada a demandé des précisions sur la décision de l'Office se rapportant aux réductions au prorata des volumes de la demande opérationnelle. La révision des faits présentés a semé le doute quant au bien-fondé de la décision originale de l'Office. Par conséquent, l'Office a décidé de réviser cette décision.

Par la suite, l'Office a décidé que le libellé de sa décision pourrait être discriminatoire à l'égard des différents approvisionnements en gaz et, en septembre, il a délivré une ordonnance modifiant le libellé existant.

En octobre, TransCanada a proposé que tous les expéditeurs soient obligés de fournir leur propre combustible et a demandé que l'Office révise et abroge sa décision ayant trait aux appels d'offres à l'égard du combustible. En novembre, l'Office a abrogé sa décision et décidé de réexaminer la nécessité de lancer des appels d'offres à la prochaine audience sur les droits de TransCanada. Toutefois, l'Office a décidé que les expéditeurs devraient avoir la possibilité de fournir leur propre combustible.

En novembre, PSR Gas Ventures Inc. a demandé la révision de la décision relative à la méthode de réduction au prorata ainsi qu'une ordonnance concernant le volume de demande opérationnelle faisant l'objet de son entente de transport à long terme avec TransCanada. À la fin de l'année, cette question était toujours à l'étude.

TransCanada PipeLines Limited - Droits de 1988

En décembre 1987, TransCanada a déposé une demande visant les droits exigibles en 1988. L'Office a décidé de rendre les droits existants provisoires jusqu'à ce qu'il puisse étudier la cause. Une audience devrait avoir lieu en 1988.

Westcoast Transmission Company Limited - Droits

–Droits applicables aux ventes interruptibles à l'exportation

En décembre 1986, Westcoast a demandé de nouveaux droits exigibles à compter de 1987. Dans sa demande, Westcoast a sollicité l'autorisation de distribuer, entre les payeurs de droits applicables aux ventes à l'exportation, les revenus de 1986 et ceux de l'année d'essai 1987 tirés des droits applicables aux ventes interruptibles à l'exportation (DVIE). En tenant compte des conditions du marché de ses clients à l'exportation, Westcoast avait prévu que les revenus tirés des DVIE en 1987 se chiffreraient à 26,5 millions de dollars. Les intervenants et la société ont demandé qu'une décision soit rendue promptement sur cette question.

Une audience publique s'est tenue à Vancouver en mars 1987. Dans les Motifs de décision rendus publics en avril 1987, l'Office a rejeté la demande présentée par Westcoast en vue de faire suspendre ou annuler les DVIE et ordonné que les revenus tirés des DVIE soient crédités au coût global du service de Westcoast.

–Droits de 1987 et 1988

En décembre 1986, Westcoast a demandé à l'Office d'autoriser de nouveaux droits exigibles pour l'année d'essai commençant le 1er janvier 1987. Pour éviter de tenir une deuxième audience

publique concernant les droits de 1988, l'Office a par la suite demandé à Westcoast d'envisager de modifier sa demande afin qu'elle porte sur deux années d'essai. Westcoast a accepté et déposé une demande révisée comprenant les deux années d'essai, 1987 et 1988.

Les principaux éléments de la demande de Westcoast comprenaient une augmentation du rendement des actions ordinaires, qui passerait de 13,75 à 14,5 %, des changements à la conception des droits applicables aux zones 1,2 et 3, et des changements à ses modalités générales (clause concernant les cas de force majeure et autres clauses). Vers la fin de l'instance, Westcoast a demandé l'autorisation d'apporter plusieurs changements additionnels à sa conception des droits conjointement aux modifications des accords passés avec son client à l'exportation, Northwest Pipeline Corporation. Westcoast a demandé des besoins en revenus totaux de 265,6 et de 267,9 millions de dollars pour 1987 et 1988 respectivement, par rapport aux besoins en revenus réels de 1986 se chiffrant à 257,9 millions de dollars.

Une audience publique de 45 jours a eu lieu; elle a commencé à Vancouver en mai et s'est terminée à Ottawa en septembre.

En décembre 1987, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision. Il a approuvé la demande de Westcoast visant à maintenir à 35 % le ratio des actions ordinaires, mais il a rejeté l'augmentation demandée relativement au rendement des actions ordinaires, approuvant plutôt des taux de 13,5 % et de 13,75 % pour 1987 et 1988 respectivement.

L'Office a approuvé des besoins en revenus totaux de 262,8 millions de dollars pour 1987 et de 275,5 millions de dollars pour 1988. Dans le calcul de ces besoins, l'Office a autorisé les augmentations des traitements et salaires demandées par la société en ce qui a trait à 1987, mais les a réduites pour 1988 en les faisant passer de 5,5 à 4,5 %. L'Office a également ordonné à Westcoast de calculer les dépenses relatives au régime de retraite conformément à la recommandation formulée par l'Institut canadien des comptables agréés.

En ce qui a trait aux questions de conception des droits, l'Office a jugé que les volumes de la demande contractuelle contenus dans les contrats de ventes et de service garanti de Westcoast demeurent appropriés pour la répartition des coûts fixes. De plus, l'Office a jugé raisonnables les niveaux moins élevés de la demande contractuelle pour le marché de l'exportation précisés dans les ententes conclues entre Westcoast et Northwest, compte tenu des circonstances du marché de l'exportation. La répartition appropriée des coûts entre les clients du marché canadien a été établie d'après les niveaux de la demande contractuelle contenus dans les contrats pertinents de ventes et de service.

L'Office a accepté, à titre de mesures provisoires à compter du 1er novembre 1987, les modifications proposées à la conception des droits étayant les nouvelles ententes conclues entre Westcoast et Northwest. Ces modifications comprenaient la proposition présentée par Westcoast en vue de porter les revenus tirés du service interruptible au crédit des clients du marché intérieur ou des clients du marché d'exportation, selon la destination du gaz.

L'Office a jugé que la méthode de la demande opérationnelle, appliquée d'abord à TransCanada, était appropriée pour Westcoast et qu'elle devrait s'appliquer aux marchés intérieur et d'exportation. De plus, l'Office a accepté de modifier les droits applicables aux zones 1, 2 et 3; il a rejeté la demande de Westcoast visant la modification des clauses concernant les cas de force majeure et le crédit relatif aux frais liés à la demande, mais il a modifié les modalités existantes afin de réduire les risques auxquels pourrait faire face Westcoast.

Pipeline Interprovincial Limitée - Droits

En décembre 1986, l'Office a commencé une audience publique concernant la demande présentée par Interprovincial en vue d'obtenir, entre autres, de nouveaux droits exigibles pour le transport du pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides à compter du 1er janvier 1987. Plus tard au cours du mois, l'Office a autorisé des droits provisoires exigibles par Interprovincial à compter du 1er janvier 1987.

Au cours de l'audience qui a pris fin en mars 1987, l'Office a fait porter son examen sur le bien-fondé de la méthode, proposée par Interprovincial, de conception des droits applicables au service de transport du propane entre Sarnia et Millgrove, en Ontario; la méthode de conception des droits appropriée relativement à l'adaptation éventuelle, au transport de liquides de gaz naturel, de l'oléoduc Sarnia-Montréal du réseau d'Interprovincial; et la question de l'établissement des redevances supplémentaires appropriées, liées à la capacité, applicables au transport du pétrole brut lourd et moyen.

En août 1987, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision. Il a autorisé une augmentation moyenne globale d'environ 21 % des droits applicables au pétrole brut léger de l'année d'essai 1987 par rapport aux niveaux de 1986. Interprovincial avait demandé une augmentation de 29 %.

L'Office a autorisé un rendement des capitaux propres de 13,25 %, ce qui correspond à 125 points de base de moins que le taux de 14,5 % demandé, et il a réduit le ratio présumé du capital-actions ordinaires de 42,5 à 40 %.

Interprovincial transporte différents hydrocarbures et la conception de ses droits est structurée de façon que les droits applicables à tous les hydrocarbures soient établis en fonction des droits applicables au brut léger. Ces droits sont calculés en ajoutant des redevances ou des crédits à la base des droits applicables au brut léger.

En ce qui a trait au projet de service de transport du propane, Interprovincial a demandé que les coûts liés au projet soient répartis entre la base des droits applicables au brut léger et les redevances supplémentaires applicables au propane, conformément aux méthodes qu'elle utilise actuellement. L'Office a approuvé cette proposition, mais il a toutefois rejeté l'élément relatif aux redevances supplémentaires établies en fonction d'un pourcentage, qui aurait entraîné un interfinancement temporaire entre les expéditeurs de propane et les autres expéditeurs du réseau d'Interprovincial. L'Office a jugé que, si Interprovincial désire appliquer le nivellement des droits aux redevances supplémentaires applicables au propane de façon à promouvoir le service, il lui faut choisir un

mécanisme qui n'entraîne pas d'interfinancement entre les expéditeurs.

Quant à l'adaptation éventuelle du prolongement de Montréal, Interprovincial a proposé que les coûts liés à ce projet soient répartis entre la base des droits applicables au brut léger et les redevances supplémentaires applicables aux liquides de gaz naturel de la même manière que pour les liquides de gaz naturel et les produits raffinés existants. L'Office a approuvé cet aspect de la demande, mais il a rejeté la proposition de la société selon laquelle les coûts du projet pouvant donner lieu à des redevances supplémentaires applicables aux liquides de gaz naturel seraient ajoutés aux besoins en revenus tirés des liquides de gaz naturel relativement au service actuel de l'ancien réseau pour ce produit. L'Office a conclu que l'établissement des redevances supplémentaires applicables aux liquides de gaz naturel devait être distinct pour le service du prolongement de Montréal.

En ce qui a trait aux redevances supplémentaires liées à la capacité, l'Office a constaté que le transport du brut lourd et du brut moyen limitait la capacité du réseau d'Interprovincial; il a ordonné que des redevances supplémentaires de 5 et de 15 %, liées à la capacité, soient appliquées au brut moyen et au brut lourd respectivement. De plus, Interprovincial s'est vu intimer l'ordre d'examiner les méthodes qu'elle pourrait utiliser pour évaluer le niveau de redevances supplémentaires, liées à la capacité, applicables à tous les hydrocarbures transportés sur son réseau.

Pipelines Trans-Nord Inc. - Droits

En raison de la tendance à la baisse des taux d'intérêt vers la fin de l'année 1986, l'Office s'est demandé si le rendement des actions ordinaires de 15,75 % approuvé pour Pipelines Trans-Nord Inc. convenait toujours; il a donc décidé de réviser les droits de cette société.

En janvier 1987, l'Office a rendu les droits existants provisoires et ordonné à Trans-Nord de déposer certains renseignements sur le coût du service, le débit, le taux de rendement et l'impôt sur le revenu. En réponse, la société a déposé une demande de redressement des droits de classe 3 en vue d'obtenir de nouveaux droits. La société a demandé une augmentation de 4,2 % des besoins en revenus par rapport à ceux déjà approuvés, ainsi qu'un taux de rendement des actions ordinaires de 14,75 %. L'Office a traité cette demande par voie de mémoires.

En août, l'Office a rendus publics ses Motifs de décision autorisant de nouveaux droits à compter du 1er septembre 1987. Les nouveaux droits sont d'environ 2,3 % inférieurs aux droits actuels et reflètent un taux de rendement des capitaux propres de 13,75 %; l'élément actions ordinaires de la structure d u capital demeure relativement le même, à environ 51 %.

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. - Droits

Après avoir reçu une demande présentée par la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. en vue d'obtenir de nouveaux droits pour 1987, l'Office a rendu les droits existants de TQM provisoires. Puis, afin de simplifier le processus d'audience en éliminant la nécessité de tenir une instance distincte pour les droits de

1988, l'Office a suggéré à TQM de modifier sa demande initiale afin d'y inclure 1987 et 1988 comme années d'essai. TQM a accepté et déposé la demande nécessaire en avril 1987. Afin de simplifier encore davantage le processus, il a été décidé de limiter les questions étudiées au cours de l'audience à celles liées a u taux de rendement et de traiter toutes les autres questions par voie de mémoires.

TQM a demandé que les droits de 1987 soient de 4,5 % inférieurs à ceux de 1986 et que ceux de 1988 soient de 4,9 % inférieurs aux droits demandés pour 1987. L'Office a approuvé des droits, inférieurs aux droits demandés, de 2 % et de 2,7 % respectivement.

L'Office a rejeté la demande de TQM visant à établir le rendement des capitaux propres à 14,75 % en 1987 et à 15 % en 1988; il a plutôt autorisé un rendement de 13,5 % et de 13,75 % pour les deux années respectives. L'Office a également rejeté la demande de la société visant à porter l'élément capitaux propres de la structure du capital à 28 % pour les deux années d'essai par rapport au niveau de 25 % maintenu depuis le début de l'exploitation en 1983.

Dans sa décision, rendue publique en décembre 1987, l'Office a autorisé des droits mensuels exigibles de 6,392 millions de dollars pour l'année d'essai 1987 et de 6,038 millions de dollars pour l'année d'essai 1988. Les droits mensuels précédents se chiffraient à 6,832 millions de dollars.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. - Tarif

En juin 1987, Foothills a demandé que son tarif de transport du gaz naturel soit modifié afin de permettre l'établissement du service interruptible. En octobre 1987, l'Office a tenu une audience publique à Ottawa. Sa décision devrait être rendue publique au début de 1988.

En décembre, l'Office a approuvé la demande présentée par Foothills en vue d'obtenir une ordonnance provisoire lui permettant d'établir le service interruptible sur le tronçon de Saskatchewan de son réseau pipelinier (zone 9) d'après le taux et selon les modalités comprises dans sa demande.

Enquêtes

Sun Pipe Line Company - Enquête sur un accident survenu près de Sarnia, en Ontario

En octobre 1986, un accident s'est produit sur la canalisation de Sun Pipe Line, près de Sarnia, en Ontario; quatre personnes qui travaillaient sur les lieux ont été blessées. La canalisation a été endommagée, ce qui a entraîné la libération du butane et sa combustion. Deux résidences privées avoisinantes ont pris feu.

L'enquête de l'Office a eu lieu à Sarnia, en Ontario, en février 1987.

En avril, l'Office a rendu public son rapport sur l'enquête détaillant les mesures correctives qui doivent être prises par Sun afin de rendre plus sûre l'exploitation de son pipeline au Canada.

Au nombre des mesures correctives, l'Office a recommandé que les méthodes de sécurité de la société soient révisées, que les

inspecteurs aient davantage de responsabilités, que la société fournisse aux entrepreneurs et aux sous-traitants les renseignements appropriés en matière de sécurité, et qu'elle envisage d'adopter une pratique qui permettrait de remplir la canalisation de produits à faible pression de vapeur avant le début de travaux d'excavation.

Pipeline Interprovincial Limitée - Enquête concernant un accident survenu près de Camrose, en Alberta

En octobre 1986, Interprovincial a demandé à l'Office de réviser sa décision d'adopter la recommandation 5.9 du comité d'enquête chargé d'étudier un accident mortel survenu en 1985 sur le pipeline de la société près de Camrose, en Alberta. Aux termes de cette recommandation, les sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office doivent enlever toutes les soudures faites dans certaines circonstances et vérifier, par échantillonnage, la solidité des autres soudures.

Le 23 octobre 1986, l'Office a décidé d'entreprendre la révision demandée et a consulté les parties intéressées sur la marche à suivre. Il a alors tenu une rencontre préliminaire avec les parties à Calgary en janvier 1987.

Dans le cadre d'un sujet connexe, l'Office a invité l'industrie à présenter des commentaires sur toutes les recommandations du comité d'enquête autres que la recommandation 5.9. (Voir la section *Loi et règlements*.)

Au début d'octobre 1987, l'industrie a présenté à l'Office des mémoires concernant six des recommandations; les mémoires concernant les autres recommandations devraient être présentés au début de 1988. Étant donné que le mémoire qui sera présenté par l'industrie en vue de la révision de la recommandation 5.9 est subordonné à la décision que l'Office prendra à l'égard de plusieurs autres recommandations, l'Office a décidé de reporter, jusqu'à l'été de 1988, certaines de ses études techniques sur le terrain. Lorsque les études en question seront achevées, l'industrie pourrait tenir une conférence technique et envisager de soumettre à l'Office sa nouvelle preuve et ses plaidoiries. Le mémoire devrait être prêt au début de l'automne de 1988. L'Office devrait alors entreprendre sa révision et décidera plus tard s'il faut tenir une audience publique.

Autre question

Westcoast Transmission Company Limited - Ordonnance déclaratoire

En septembre 1987, Westcoast a déposé auprès de l'Office une demande d'ordonnance déclaratoire concernant certains aspects de son réseau pipelinier et ses droits. Par la suite, l'Office a sollicité les observations des parties intéressées sur la demande de Westcoast. Le 30 novembre 1987, l'Office a rendu publiques, par lettre, ses constatations au sujet du réseau pipelinier de Westcoast et de ses droits.

Autres activités de l'Office

Pétrole

Ordonnances

Depuis l'entrée en vigueur de *l'Accord de l'Ouest*, le 1er juin 1985, les exportations de pétrole sont autorisées aux termes d'ordonnances de l'Office qui ne précisent ni les volumes ni les prix. En 1987, l'Office a renouvelé les ordonnances d'exportation accordées à quelque cent sociétés et délivré de nouvelles ordonnances d'exportation de brut léger, de brut lourd et de produits pétroliers à dix sociétés. L'Office continue de surveiller les volumes exportés et les prix à l'exportation.

Répartition proportionnelle de la capacité pipelinière

En octobre, Interprovincial a déposé auprès de l'Office une demande en vue de faire modifier la méthode qu'elle utilise pour répartir la capacité pipelinière de son réseau. La méthode de répartition proposée est semblable à celle couramment utilisée, sauf qu'elle n'établirait plus de distinction entre les soumissions relatives au transport du pétrole brut et celles concernant les produits pétroliers ou les liquides de gaz naturel. La capacité pipelinière serait répartie en fonction de la capacité totale des trois canalisations du réseau pipelinier. L'Office n'avait pas encore achevé l'étude de cette demande à la fin de 1987. La demande a été approuvée au début de 1988.

Études faites par le personnel

En 1987, le personnel de l'Office a préparé deux études concernant les perspectives de l'offre et de la demande de pétrole. L'une est intitulée *Logistique des approvisionnements en pétrole de l'Ontario, 1986 à 2005* et l'autre, *Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents, perspectives à moyen terme, 1987 à 1990.*

Gaz naturel

Changements apportés aux procédures régissant les exportations de gaz naturel.

Comme l'exige le paragraphe 35(2) du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)*, l'Office a continué, en 1987, d'étudier ces changements aux contrats de ventes à l'exportation afin de veiller à ce que tous les changements proposés soient conformes aux critères établis par le gouvernement en matière d'acceptabilité; selon ces critères, les contrats de ventes à l'exportation doivent comprendre des clauses de rajustement qui permettent de tenir compte de l'évolution des conditions du marché; les exportateurs doivent démontrer que les accords d'exportation comprennent des garanties raisonnables d'achat; et les accords doivent être approuvés par les producteurs et les provinces productrices qui fournissent le gaz destiné à l'exportation.

Dans une lettre datée du 24 juin 1987, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'Office de rétablir un critère d'acceptabilité qui avait été éliminé à l'entrée en vigueur de l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel*. S'inquiétant

des incidences de l'Opinion n° 256 de la Federal Energy Regulatory Commission interdisant le transfert, par les importateurs américains, des frais liés à la demande canadienne, tels qu'on les retrouve dans la facturation, le ministre a demandé à l'Office d'examiner tous les projets de contrats ou de modification des contrats et de lui indiquer si les revenus annuels assurés par chaque licence d'exportation permettent de recouvrer les coûts de transport intraprovincial et interprovincial au Canada et apportent des rentrées nettes acceptables aux producteurs qui fournissent le gaz.

Propane et butanes

En 1987, l'Office a continué d'autoriser les exportations de propane et de butanes par la délivrance de licences et d'ordonnances d'exportation. Aucune limite n'est fixée à l'égard des quantités et des prix du propane et des butanes exportés aux termes des ordonnances. Cependant, l'Office a continué de surveiller l'offre et la demande de propane et de butanes au Canada, ainsi que les volumes exportés et les prix à l'exportation, afin d'assurer que les approvisionnements sont suffisants pour répondre aux besoins des Canadiens.

Éthane

Les exportations d'éthane sont soumises aux mêmes critères de réglementation que le gaz naturel. L'Office n'a délivré ni licence ni ordonnance d'exportation d'éthane en 1987.

Électricité

En 1987, l'Office a continué de jouer son rôle de conseiller en tenant le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources informé de la situation dans les exportations d'électricité. L'Office a également maintenu une interaction avec d'autres ministères et des groupes industriels au Canada et aux États-Unis qui coordonnent l'exploitation des services d'électricité dans toute l'Amérique du Nord.

Entre autres activités, l'Office a offert à plusieurs sociétés des copies de son programme informatique CANEBEX qui permet de calculer les avantages économiques des échanges d'énergie d'économie entre des réseaux. L'Office a poursuivi la préparation d'une version améliorée du programme pour la modélisation des interconnexions entre cinq réseaux. La nouvelle version était à l'essai à la fin de l'année.

De plus, l'Office a accepté de conseiller Parcs Canada (ministère de l'Environnement) relativement à l'instruction d'une demande faite par Newfoundland and Labrador Hydro concernant la construction d'une ligne de transport de 138 kilovolts dans le parc national Gros-Morne.

Études sur l'énergie

L'Office a annoncé qu'en 1988 son personnel mettrait à jour les projections de l'offre et de la demande d'énergie du rapport *L'Énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005* publié en octobre 1986.

Cette mise à jour est indépendante de toutes les activités de réglementation de l'Office.

Le rapport, qui porte sur l'ensemble des perspectives du Canada en matière d'énergie pour la période allant de 1987 à 2005, devrait être publié à l'automne de 1988.

Activités pipelinières

L'Office réglemente 43 sociétés pipelinières s'occupant de l'acheminement du gaz, du pétrole et de produits pétroliers ou gaziers. Les figures 17 et 18 montrent ces réseaux pipeliniers.

Toute nouvelle installation pipelinière doit être autorisée par l'Office avant sa construction. L'Office est chargé de surveiller la construction, l'exploitation et l'abandon des installations pipelinières afin d'assurer la conformité aux règlements sur la sécurité et l'environnement et aux modalités de l'ordonnance ou du certificat d'approbation. De plus, l'Office vérifie les frais de construction et d'exploitation afin d'assurer que celui qui paie les droits reçoit un service efficace en proportion de ses coûts.

Dans le cadre de ses activités de surveillance de la sécurité d'exploitation des pipelines, l'Office a étudié divers rapports portant sur des questions comme les méthodes adoptées par Interprovincial pour le remplacement de tronçons des pipelines en exploitation, l'étude effectuée par TransCanada de la fissuration par corrosion sous tension, l'intégrité des pipelines de TransCanada et d'Interprovincial, et les vérifications de la sécurité des méthodes d'exploitation des diverses sociétés dans des conditions normales ou en cas d'urgence.

Dans le cadre de ses fonctions de surveillance de la construction des installations pipelinières, l'Office a effectué l'inspection de plusieurs chantiers; il a vérifié notamment les travaux de remplacement de canalisations sur le réseau pipelinier d'Interprovincial entre Edmonton, en Alberta, et Regina, en Saskatchewan; de doublement du réseau de TransCanada, sur 6,7 kilomètres près de Hamilton, en Ontario; et de raccordement du réseau de Petroleum Transmission à celui de Cochin, s ur 12 kilomètres, près de Richardson, en Saskatchewan.

Après la signature, en janvier 1987, d'un protocole d'entente entre Travail Canada et l'Office, le ministre du Travail a nommé 15 inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés de veiller, à compter du 23 février 1987, à l'application de la partie IV du *Code canadien du travail* chez les sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office. Pour mettre ces agents à même de bien appliquer et faire respecter les exigences précisées dans le protocole d'entente, Travail Canada leur a donné des cours de formation sur ses exigences en matière de santé et de sécurité professionnelles. L'entente passée entre Travail Canada et l'Office est d'un an et pourra être renouvelée tous les ans à moins qu'elle ne prenne fin conformément aux modalités prévues à cet égard. L'Office peut mettre fin à l'entente sur présentation, au ministre du Travail, d'un avis écrit de douze mois.

Durant les dernières années, l'Office a accordé de plus en plus d'importance aux normes de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR) comme critères reconnus en matière de

Figure 17

Sociétés d'oléoducs (pétrole et produits pétroliers) réglementées par l'Office national de l'énergie

Figure 18

Sociétés de gazoducs réglementées par l'Office national de l'énergie

conception, d'exploitation, d'entretien et d'abandon des gazoducs et des oléoducs. Pour cette raison, l'Office a participé davantage, en 1987, aux activités des groupes de travail et des sous-comités de l'ACNOR. En prenant part à l'étude, à la révision et à l'élaboration des normes de l'ACNOR, l'Office peut se tenir au courant des progrès technologiques qui peuvent exiger la préparation de nouvelles normes et de la justification des changements apportés aux normes; cela lui permet également de présenter ses observations au cours de l'étude des changements proposés.

Approbations

Interprovincial a reçu l'autorisation d'accroître la capacité de son réseau dans l'Ouest du Canada. Elle a modifié et agrandi des stations de pompage, installé de nouveaux réservoirs et remis en service la canalisation de 283 kilomètres existant entre Cromer et Gretna, au Manitoba. L'Office a également autorisé Interprovincial à remplacer 87 kilomètres de canalisations entre Edmonton, en Alberta, et Regina, en Saskatchewan, dans le cadre du programme de vérification de l'intégrité de son gazoduc.

Westcoast a reçu l'autorisation de construire le pipeline Alces de 6,6 kilomètres et une station de comptage dans la région de Boundary Lake, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Elle a également été autorisée à acheter et à agrandir l'installation de traitement de gaz de Sikanni qui se trouve dans la région de Pink Mountains, en Colombie-Britannique.

TransCanada a obtenu l'autorisation de construire les installations additionnelles nécessaires pour la réalisation de son programme d'agrandissement à Saint-Mathieu, près de Montréal, au Québec. Ces installations comprennent une canalisation de 6,9 kilomètres et des compresseurs.

L'Office a autorisé Petroleum Transmission à installer une canalisation de 12 kilomètres à partir de Richardson, en Saskatchewan, qui la raccordera au pipeline de Cochin.

Cyanamid a obtenu l'autorisation de construire une canalisation de 6 kilomètres reliant son usine de Welland au poste de TransCanada, à Black Horse, en Ontario. La Cour d'appel fédérale a par la suite rendu une décision selon laquelle la canalisation ne relève pas de la compétence de l'Office. (Pour obtenir plus de renseignements, voir la section *Poursuites judiciaires.)*

Consumers' Gas (Canada) Limited a obtenu l'autorisation d'acheter de TransCanada un tronçon de 39 kilomètres reliant Vaughan à Brampton, en Ontario.

L'Office a autorisé A.P.R. Pipeline à acheter deux canalisations de 2 kilomètres de Polysar croisant la rivière St. Clair et à construire une canalisation double, s'étendant sur 11 kilomètres, de la raffinerie pétrochimique de Petrosar Limited, à Corunna, en Ontario, jusqu'à la rivière St. Clair.

L'Office a également autorisé Shell Canada à louer une partie d'une canalisation inutilisée du réseau Portland-Montréal, à adapter cet oléoduc au transport du gaz naturel et à inverser le sens de l'écoulement en vue du transport du gaz naturel jusqu'aux marchés d'exportation des États du nord-est des États-Unis. Cette canalisation a été mise en service en novembre 1987.

De plus, l'Office a approuvé diverses demandes concernant des installations de réception ou de livraison, le remplacement de canalisations et la modification d'installations pipelinières existantes.

Inspections d'usage

En 1987, l'Office a poursuivi ses inspections d'usage relativement aux méthodes d'exploitation et d'entretien et aux normes de sécurité de onze sociétés pipelinières relevant de sa compétence. Ces inspections aident l'Office à veiller à ce que les pipelines soient exploités et entretenus en conformité avec les normes et les règlements en vigueur et, par là, à assurer la sécurité publique.

Parallèlement au programme d'inspections d'usage de 1987, les inspecteurs de l'Office se sont rendus sur les lieux de travail et ont effectué, dans le cadre de l'entente passée entre l'Office et Travail Canada, des inspections visant à assurer que la santé et la sécurité des travailleurs sont protégées conformément aux règlements et aux normes existants.

Accidents pipeliniers

L'Office exige des rapports détaillés sur tous les accidents causant des blessures ou des décès, sur les cas de défaillance d'un pipeline comme les fuites, les bris, les incendies ou les explosions, ou sur tout autre incident qui met hors d'usage un pipeline relevant de sa compétence. L'Office mène des enquêtes publiques, s'il y a lieu, pour établir les causes des accidents et définir, le cas échéant, des mesures de prévention. Ces rapports et enquêtes sont pris en considération au moment de réviser les normes relatives à la sécurité et à l'exploitation des pipelines et les exigences réglementaires.

Dès qu'un pipeline subit des dommages, l'Office s'assure que les mesures nécessaires sont prises pour confiner les déversements d'hydrocarbures, protéger la personne et les biens, et faire réparer le pipeline endommagé et le remettre en service dès que possible. L'Office continue de surveiller les lieux de l'accident afin de s'assurer de l'efficacité du programme de réhabilitation environnementale de la société pipelinière.

En 1987, l'Office a effectué diverses inspections sur les lieux des accidents pipeliniers afin de surveiller la mise en oeuvre des méthodes d'intervention en cas d'urgence, ainsi que des mesures visant à assurer la sécurité et à protéger l'environnement.

Le tableau 6 montre les causes des accidents survenus de 1983 à 1987. Au total, 38 accidents se sont produits en 1987. Aucune blessure grave ou mortelle n'a été signalée durant l'année.

Tableau 6
Causes des accidents pipeliniers survenus de 1983 à 1987

	1983	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**
Soudures défectueuses	6	4	5	0	3
Défaillance matérielle	2	10	4	5	4
Dommages par des tiers	4	5	6	3	8
Corrosion	7	6	5	10	8
Divers	14	9	11	10	15
Total	**33**	**34**	**31**	**28**	**38**

Croisements et empiètements par des installations d'utilité publique

L'Office doit approuver tout projet de construction d'installation d'utilité publique touchant à des pipelines qu'il réglemente. Les projets doivent satisfaire aux normes visant la sécurité des méthodes de construction.

En plus d'effectuer des inspections au hasard de projets de construction d'installations d'utilité publique, l'Office a inspecté, en 1987, la pose, par Bell Canada, de plus de 1 700 kilomètres de câble de fibres optiques dans l'emprise de TransCanada, en Ontario. Ces inspections ont pour but d'encourager l'adoption des méthodes sécuritaires de construction à proximité des pipelines.

En 1987, l'Office a approuvé 744 demandes de croisement ou d'empiètement.

Questions environnementales

Protection de l'environnement

La construction et l'exploitation de pipelines et de lignes de transport d'électricité peuvent affecter l'environnement. Pour inciter les sociétés à tout faire en leur pouvoir pour protéger l'environnement, l'Office effectue des vérifications à toutes les étapes de la planification, du développement et de l'exploitation d'un projet. Il analyse les énoncés des incidences environnementales joints aux demandes de projet afin de déterminer si l'étude du milieu et l'évaluation des incidences sur l'environnement du projet de construction sont complètes et précises. De plus, lorsqu'il est impossible d'éviter des incidences négatives sur l'environnement, l'Office s'assure que les sociétés sont disposées à restaurer et à réhabiliter les zones touchées. Comme le dictent les exigences de vérification de l'Office, les sociétés qui exécutent de grands travaux doivent déposer auprès de l'Office, après l'achèvement des travaux, des rapports de surveillance de l'environnement pour documenter les mesures d'atténuation mises en oeuvre pendant la construction et la remise en état de l'emprise après la construction.

En 1987, l'Office a effectué plusieurs inspections environnementales. Il a notamment inspecté le remplacement de canalisations par Interprovincial entre Edmonton, en Alberta et Regina, en Saskatchewan; les travaux de construction exécutés par Westcoast dans le nord-est de la Colombie-Britannique et par TransCanada, Petroleum Transmission et A.P.R. Pipeline en Ontario. L'Office a jugé que les travaux se sont déroulés d'une façon acceptable pour l'environnement et que les sociétés ont pris les mesures pertinentes pour atténuer les effets des travaux et appliqué les techniques voulues pour remettre les lieux en état. Les sociétés continueront de surveiller l'état des emprises l'été prochain; elles présenteront leurs rapports de surveillance de l'environnement en décembre 1988, puis elles devront mettre en application toutes les mesures correctives nécessaires.

Les inspecteurs de l'Office ont également surveillé l'état des emprises dans lesquelles des travaux ont été récemment achevés. Durant l'été de 1987, l'Office a surveillé l'état des emprises après l'exécution du projet d'agrandissement d'Interprovincial, l'agrandissement du pipeline de Sikanni par Westcoast dans le nord-est de la Colombie-Britannique et l'installation, par Hydro-Québec, d'une

ligne de 450 kilovolts pour le transport d'électricité à NEPOOL. En outre, l'Office a surveillé les effets, après la deuxième saison de culture, de l'exploitation de la ligne de transport d'électricité d'Hydro-Québec reliant Bedford à l'État du Vermont. Au cours de l'été, l'Office a fait l'inspection aérienne annuelle du pipeline d'IPL (NW) dans les Territoires du Nord-Ouest et le nord de l'Alberta. Le retour des emprises à leur état premier se poursuit, la construction ou l'exploitation des installations n'ayant eu que peu d'incidences environnementales. Les programmes de surveillance permanente permettront d'assurer que les effets de chaque chantier futur sur l'environnement seront atténués.

L'Office a fait des inspections d'usage des installations pipelinières en exploitation afin de suivre l'état environnemental des emprises. L'évaluation des lieux après un déversement, la surveillance de leur remise en état et l'étude des plaintes des propriétaires fonciers font partie intégrante du programme environnemental de l'Office.

En plus de réglementer les pipelines et les lignes internationales de transport d'électricité, l'Office surveille également l'exploitation des installations connexes comme les usines de traitement du gaz et les terminaux de stockage et de chargement de pétrole afin de s'assurer du respect des exigences environnementales. En 1987, l'Office a poursuivi sa campagne de lutte contre les dégagements d'odeurs au terminal Westridge de Trans Mountain en surveillant le chargement du brut corrosif dans les pétroliers. Au terminal de Westridge, l'Office a assisté au chargement du brut corrosif, à titre d'essai, sur une barge équipée d'un système d'épuration à la soude caustique afin d'éliminer l'hydrogène sulfuré et le mercaptan du pétrole. Ce dispositif d'épuration a permis de réduire de 90 % les dégagements. L'Office a également surveillé les activités au terminal Burnaby de Trans Mountain et les projets de la société relativement à la mise en place de mesures de lutte contre les dégagements d'odeurs à son installation. Trans Mountain a déposé une demande relative à la mise en application, en 1988, de ses mesures de réduction des dégagements d'odeurs au cours de son programme de construction de 1988.

Questions foncières

Procédures relatives au tracé détaillé

En 1987, l'Office n'a reçu aucune demande exigeant qu'il applique les procédures relatives au tracé détaillé. Cependant, il a exempté de l'application de ces procédures plusieurs projets impliquant l'acquisition de nouveaux terrains. Dans chaque cas, la société avait démontré qu'elle avait obtenu les options sur tous les terrains nécessaires.

Droits des propriétaires fonciers

Les procédures relatives à l'approbation du tracé détaillé des installations pipelinières ont été mises en place en mars 1983. Elles mettent l'accent sur les droits des propriétaires fonciers qui sont touchés par un projet pipelinier ainsi que sur ceux des propriétaires voisins; ces propriétaires ont ainsi une tribune facilement accessible pour présenter leurs préoccupations.

Les procédures relatives au tracé détaillé comprennent trois éléments distincts: l'avis d'acquisition de terrains, l'accord

d'acquisition de terrains et l'audience relative au tracé détaillé. L'avis d'acquisition de terrains doit présenter au propriétaire foncier une description des terrains à acquérir, les modalités et la méthode de calcul de l'indemnité offerte, une description de la procédure d'approbation du tracé, de la procédure de négociation et d'arbitrage. L'accord d'acquisition de terrains limite notamment la portée de l'accord aux installations qui doivent être installées à ce moment et offre aux propriétaires le choix entre un paiement forfaitaire ou des paiements périodiques. Le propriétaire foncier qui choisit de recevoir des paiements périodiques aurait le droit de revoir, à tous les cinq ans, le montant de l'indemnité payable. L'audience concernant le tracé détaillé, si elle a lieu, offre aux propriétaires fonciers touchés, aux propriétaires voisins et aux autres parties intéressées la possibilité de faire connaître leurs préoccupations à une audience publique locale. Ces personnes peuvent recouvrer leurs coûts légitimes de participation aux audiences auprès de la société pipelinière.

TQM a continué de chercher à clarifier tous les titres des propriétés sur lesquelles passe son emprise. Par conséquent, plusieurs demandes d'accès lui ont été accordées.

Revendications territoriales des autochtones

En ce qui concerne les régions situées au nord du 60^{e} parallèle, le gouvernement fédéral négocie le règlement des revendications territoriales globales des autochtones. Ces revendications, dont la revendication de l'Ouest de l'Arctique (delta du Mackenzie), celle du "Council of Yukon Indians" (relative au Territoire du Yukon), celle des Dénés et des Métis (vallée du Mackenzie) et celle de l'Est de l'Arctique (Est de l'Arctique et Haut Arctique), visent des régions dont certaines renferment d'importantes réserves prouvées et potentielles de pétrole et de gaz naturel.

L'Office a participé aux négociations à titre d'observateur et était une source d'information sur les questions qui pouvaient empiéter sur des domaines relevant de sa compétence. Il s'est efforcé de maintenir un seul processus d'étude réglementaire et d'approbation des grands projets pipeliniers, parce qu'il croit que sa formule uniforme d'approbation des projets aide toutes les parties aux instances et facilite la mise en oeuvre de diverses politiques publiques sans imposer un fardeau indu aux promoteurs. Comme la plupart des gouvernements, l'Office croit que l'adoption de cette formule est un moyen efficace de simplifier les procédures de réglementation et d'en réduire les frais.

Questions de réglementation financière

Dans le domaine de la réglementation financière, l'Office a reçu le mandat de fixer des droits justes et raisonnables et de veiller à ce qu'il n'y ait pas de discrimination indue. Pour rendre plus efficace la réglementation, l'Office a pris des mesures afin de simplifier la réglementation financière tout en tenant compte des considérations relatives à l'intérêt public. Par conséquent, les sociétés pipelinières réglementées par l'Office ont été divisées en deux groupes.

Le premier groupe est constitué des dix grandes sociétés pipelinières faisant l'objet de vérifications régulières par l'Office lequel, en outre, surveille constamment leurs résultats d'exploitation.

L'Office réglemente étroitement les droits et tarifs de sept de ces dix sociétés, habituellement par voie d'audiences publiques. Pour obtenir des renseignements sur les méthodes d'établissement des droits exigés durant l'année courante, voir la section *Audiences et enquêtes.*

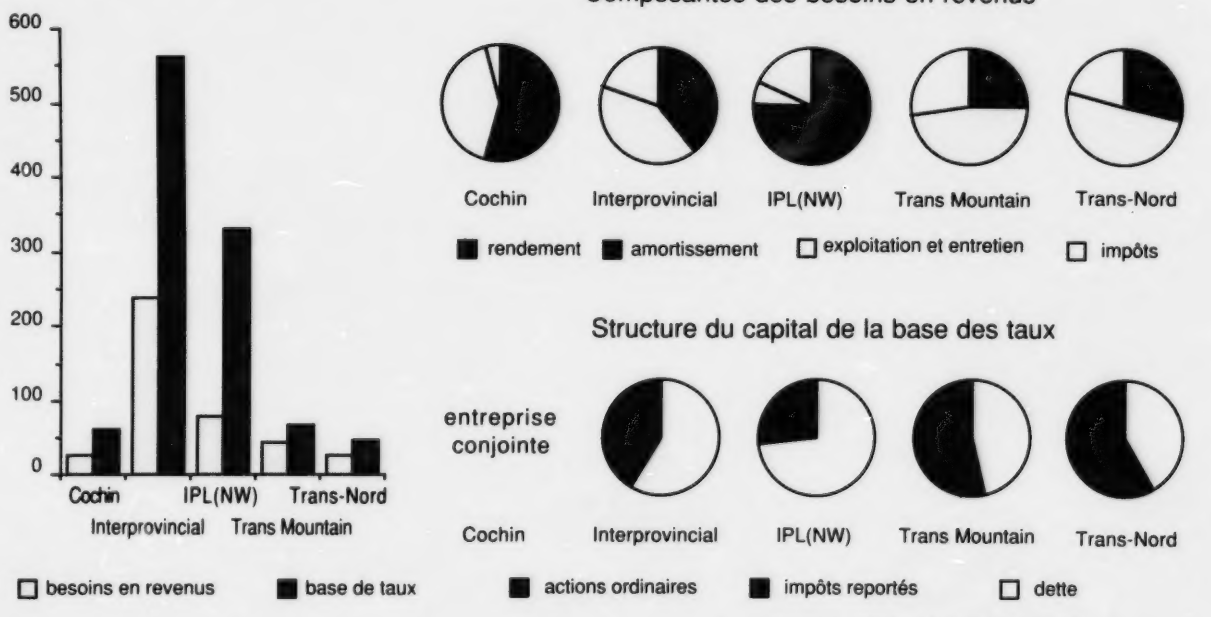
L'Office réglemente trois sociétés de ce groupe en fonction des plaintes reçues. En 1987, il a commencé à réglementer de la sorte les droits exigés par Alberta Natural Gas et IPL (NW). Ces dernières et Cochin sont les trois sociétés pipelinières du premier groupe actuellement réglementées de cette façon par l'Office.

Les figures 19 et 20 présentent des données financières applicables aux sociétés pipelinières du premier groupe pour 1987. Les taux actuels et approuvés de rendement de l'avoir de ces sociétés en 1987 sont présentés à la figure 21.

Les autres sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office composent le deuxième groupe. Les droits exigibles par ces sociétés, au nombre de 33, sont déposés auprès de l'Office et examinés seulement si une plainte est déposée. L'Office surveille les résultats d'exploitation de ces sociétés par l'examen de leurs bilans financiers annuels.

En 1986, l'Office a introduit un nouveau système de répartition des coûts pour le calcul des droits applicables au réseau de Trans-Canada afin de tenir compte de l'évolution de la mise en marché du gaz. Selon cette nouvelle formule, le volume de la demande

Figure 19
Oléoducs
(millions de dollars)



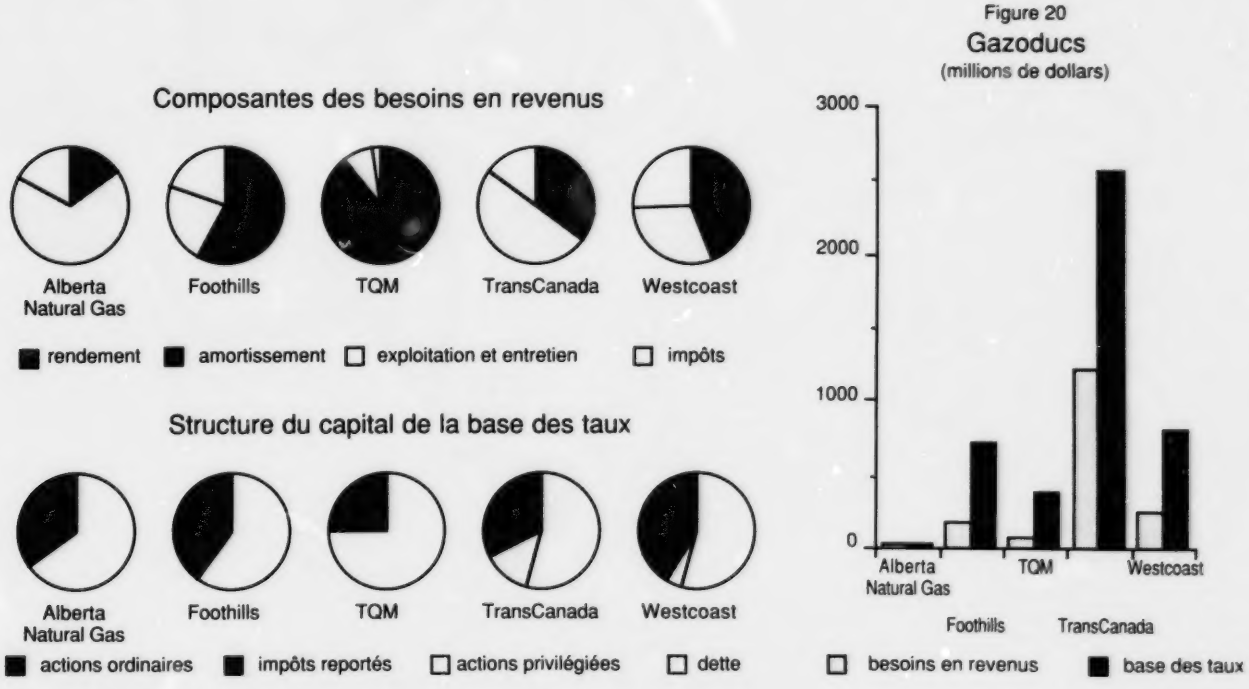
Source: Réglementation financière, annexe 1

opérationnelle de chaque distributeur est déterminé en tenant compte du volume de toutes les ventes directes qui se substituent aux volumes visés par les contrats passés entre le distributeur et TransCanada. Dans sa décision de mai 1987 relative aux droits de TransCanada, l'Office a décidé d'étudier chaque demande particulière visant à inclure, dans le calcul du volume de la demande opérationnelle, la *substitution par des ventes directes associées à* des livraisons interruptibles.

L'Office a étudié ultérieurement deux demandes du genre, l'une présentée par Greater Winnipeg Gas Company relativement aux volumes associés à des livraisons interruptibles destinés à Inland Cement, et l'autre, par ICG Utilities (Manitoba) Ltd., relativement aux volumes associés à des livraisons interruptibles destinés à Simplot Chemical Company Ltd. L'Office a approuvé une réduction du volume de la demande opérationnelle de ICG Utilities; cependant, la diminution n'a pas été aussi importante que celle demandée par la société. L'Office a refusé de réduire le volume de la demande opérationnelle de Greater Winnipeg.

Avant de décider de réglementer IPL (NW) en fonction de plaintes reçues, l'Office a étudié, en mars 1987, une demande visant des droits provisoires déposée par la société et a approuvé des droits provisoires exigibles en 1987. Les droits de Trans Mountain ont été rajustés en octobre 1987 afin de tenir compte des nouveaux volumes du débit et des coûts connexes. L'Office a également rajusté les droits d'Interprovincial en décembre par suite d'une demande déposée par la société en octobre.

Figure 20

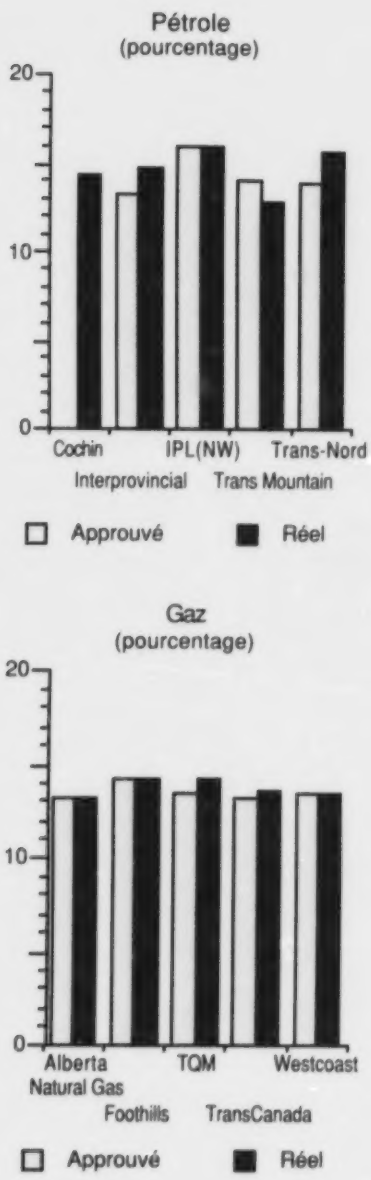


Source: Réglementation financière, annexe 1

Figure 21

Sociétés du groupe nº 1

Taux de rendement des actions ordinaires



Source: Réglementation financière, annexe 1

Après analyse du rapport de surveillance du troisième trimestre de 1987 présenté par Trans-Nord, l'Office s'est inquiété du fait qu'en raison des changements de débit et d'autres facteurs, la société pourrait largement dépasser le taux de rendement autorisé de ses actions ordinaires en 1988. Après avoir décidé qu'un examen des résultats d'exploitation prévus par la société s'imposait, l'Office a ordonné à celle-ci de déposer certains renseignements sur son débit et ses finances pour 1988. L'Office a également décidé que les droit courants de la société seraient provisoires jusqu'à ce qu'il ait terminé son examen du mémoire présenté par Trans-Nord. Par suite de la décision de l'Office, Trans-Nord a demandé à l'Office de réduire ses droits de 10 %, à titre provisoire, et a indiqué qu'elle déposerait une demande en février 1988. L'Office a accepté la proposition de Trans-Nord.

Aux termes de la *Loi sur l'administration de l'énergie*, l'Office était chargé de percevoir les redevances imposées sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers en vrac. Ce programme de perception a pris fin en 1985 et l'Office a achevé, en 1987, sa vérification des redevances. L'Office a également terminé, au cours de cette même année, ses vérifications du Programme des redevances de recouvrement en matière de carburant de soute.

Poursuites judiciaires

Cette section présente un aperçu des diverses poursuites judiciaires dans lesquelles l'Office a été impliqué en 1987. Les faits à l'origine de ces poursuites sont présentés à la section *Audiences publiques et enquêtes*.

Dome/Cochin et le ministre de l'Énergie de l'Ontario

En mars 1987, Dome Petroleum Limited et le ministre de l'Énergie de l'Ontario ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision prise par l'Office en février 1986, selon laquelle des cavités de stockage de l'éthane situées à Windsor, en Ontario, relevaient de sa compétence. Ces cavités servent au stockage des produits expédiés par le pipeline de Cochin. Dome a également demandé à la Cour d'examiner et d'annuler cette décision.

La Cour d'appel fédérale a accordé l'autorisation d'interjeter appel et a entendu les deux appels le 12 janvier 1987. Le 17 février 1987, la Cour a rendu sa décision et rejeté les demandes.

Corporation of the Township of Flamborough et la municipalité régionale de Hamilton-Wentworth

En février 1986, le canton de Flamborough et la municipalité régionale de Hamilton-Wentworth ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue en décembre 1986 par l'Office au sujet de l'emplacement, dans la région de Flamborough, en Ontario, des installations du terminal de propane d'Interprovincial.

Le 2 avril 1986, la Cour a accordé l'autorisation d'interjeter appel en fondant sa décision sur deux points qui avaient trait aux modalités de l'ordonnance de l'Office autorisant la construction.

L'appel a été entendu à Toronto le 4 mai 1987. La Cour a rendu sa décision le 7 mai 1987 et autorisé l'appel. Les paragraphes 12 à 15 de l'ordonnance de l'Office, qui comprenaient les conditions auxquelles Interprovincial devait satisfaire pour obtenir de l'Office l'autorisation de mettre les installations en service après la construction, ont été annulés et renvoyés à l'Office pour examen.

Le 1er octobre 1987, Interprovincial a informé l'Office qu'elle ne souhaitait plus poursuivre son projet. Le 29 octobre 1987, l'Office a abrogé l'ordonnance autorisant la construction des installations.

Union Gas Limited et autres

En février 1987, Union Gas et The Consumers' Gas Company Ltd. ont demandé à la Cour d'appel fédérale de revoir et d'annuler la décision de l'Office de décembre 1986 aux termes de laquelle l'Office avait autorisé la construction, par Cyanamid, d'une courte dérivation dans le sud de l'Ontario. De plus, les deux sociétés, de concert avec ICG Utilities (Ontario) Ltd. et le ministre de l'Énergie de l'Ontario, ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision de l'Office.

Le 16 mars 1987, en réponse aux demandes qui lui avaient été adressées par Consumers' et par le ministre de l'Énergie de l'Ontario, l'Office a accepté de suspendre provisoirement sa décision de décembre 1986, jusqu'à ce qu'il ait décidé si la suspension devait être définitive.

Dans le cadre d'une audience connexe tenue devant la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), cet organisme a renvoyé à la Cour divisionnaire de la Cour suprême de l'Ontario la question de savoir si le pouvoir de réglementation des installations "typiques" de dérivation se trouvant en Ontario relevait de la compétence exclusive de l'Ontario, et par conséquent, si ce pouvoir pouvait être exercé, à juste titre, par la CEO. Dans sa décision rendue le 26 mars 1987, la Cour a décidé que ces installations relevaient, en exclusivité, de la compétence de l'Ontario et, par conséquent, de la CEO. Après que cette décision eut été rendue, les demandes déposées devant la Cour d'appel fédérale et l'Office ont été retirées.

Le 30 avril 1987, le lieutenant-gouverneur de l'Ontario a renvoyé à la Cour d'appel de l'Ontario la question de la compétence à l'égard des installations de dérivation typiques. La question a été entendue le 4 octobre 1987 et la Cour a réservé sa décision.

Cyanamid Canada Pipeline Inc.

Relativement à une question connexe, Cyanamid a demandé à l'Office de revoir, le 6 avril 1987, la décision rendue en décembre 1986 au sujet de la compétence de l'Office à l'égard d'une courte dérivation que la société veut construire entre son installation de Welland, en Ontario et le pipeline de TransCanada, au poste de Black Horse, en Ontario. La société a également demandé que la question de la compétence de l'Office à l'égard de la dérivation soit renvoyée à la Cour d'appel fédérale.

L'Office a renvoyé la question de la compétence à la Cour d'appel fédérale qui l'a entendue les 4, 5 et 6 novembre 1987. Dans sa décision rendue le 27 novembre 1987, la Cour a déclaré que l'Office

n'avait aucune compétence à l'égard du pipeline proposé par Cyanamid.

Cyanamid a depuis déposé devant la Cour suprême du Canada une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par la Cour d'appel fédérale.

Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada (ASPIC)

Le 16 juillet 1987, l'ASPIC a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en mai 1987 au sujet des droits applicables aux livraisons interruptibles exigibles par TransCanada. L'ASPIC a également demandé à la Cour d'examiner et d'annuler la décision.

Le 11 novembre 1987, l'ASPIC a retiré sa demande d'appel puis, le 13 novembre 1987, elle a retiré sa demande de révision et d'annulation de la décision.

Northridge Petroleum Marketing, Inc. et ENRON Canada Ltd.

À la fin de juin 1987, Northridge Petroleum Marketing, Inc. et ENRON Canada Ltd. ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office le 26 mai 1987 au sujet des plaintes formulées par Northridge et ENRON à l'égard des droits exigés par TransCanada PipeLines Limited. Northridge et ENRON avaient déposé une plainte au sujet des droits exigés pour le gaz vendu en vertu des ententes passées dans le cadre du Programme de commercialisation sur les marchés concurrentiels de TransCanada.

Le 18 août 1987, la Cour d'appel fédérale a accordé l'autorisation d'interjeter appel. Le dossier de l'appel est actuellement en cours de préparation.

Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel

Le 18 novembre 1987, la Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en septembre 1987. Aux termes de cette décision, l'Office a rejeté la demande présentée par la société en vue d'obtenir de l'Office qu'il ordonne à TransCanada PipeLines Limited de transporter le gaz naturel de la société.

La demande est actuellement devant la Cour.

Westcoast Transmission Company Limited

Le 3 octobre 1986, Westcoast a demandé à la Cour d'appel fédérale de revoir et d'annuler la décision rendue par l'Office en août 1986 relativement aux droits de 1986 de la société. Westcoast a également demandé à la Cour l'autorisation de faire appel de la décision de l'Office.

Le 30 mars 1987, Westcoast a retiré sa demande en vue d'obtenir l'autorisation d'interjeter appel et, à la même occasion, elle a informé l'Office qu'elle avait l'intention de retirer sa demande de révision et d'annulation de la décision.

Loi et règlements

La section ci-après décrit les changements apportés en 1987 à la loi, aux règlements et aux règles qui régissent les activités de l'Office. Des renseignements plus détaillés sont donnés à ce sujet dans les numéros trimestriels de l'*État des projets de réglementation.*

Règlement sur les pipelines terrestres

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* remplacera le *Règlement sur les oléoducs* et le *Règlement sur les gazoducs*. Ce règlement porte sur la sécurité aux étapes de la conception, de la construction et de l'exploitation d'oléoducs et de gazoducs terrestres. L'Office a approuvé, en février 1986, le règlement qui, depuis, fait l'objet d'examens de la part du ministère de la Justice. L'Office prévoit le publier au début de 1988.

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* pourrait être modifié ultérieurement selon les résultats de l'examen, par l'Office, des commentaires présentés par l'industrie et les autres parties intéressées au sujet des recommandations, sauf la recommandation 5.9, qui ont été incluses dans le rapport de juin 1986 préparé par l'Office au sujet d'un accident impliquant le réseau pipelinier d'Interprovincial en février 1985. (Voir la section *Audiences et enquêtes.)*

Règlement sur les pipelines en mer

Le 20 décembre 1984, l'Office a publié, aux fins de commentaires, sa première ébauche du *Règlement sur les pipelines en mer*. Ce règlement porte sur la sécurité aux étapes de la conception, de la construction et de l'exploitation des pipelines en mer. La norme préliminaire *ACNOR Z187, Norme des pipelines en mer*, constitue le fondement technique du nouveau règlement de l'Office.

Les parties intéressées avaient été invitées à déposer, avant le 15 avril 1985, leurs commentaires sur ce règlement. À la suite d'une réunion tenue le 18 avril 1985, à laquelle participaient des représentants de l'industrie, un groupe de travail de l'industrie a été mis sur pied afin d'étudier le règlement. Une autre ébauche, établie à partir des recommandations du groupe, est en cours de préparation et sera soumise au groupe de travail et aux autres parties intéressées, aux fins de commentaires définitifs.

Règles de pratique et de procédure

Le 7 mai 1987, l'Office a fait paraître l'ébauche révisée des *Règles de pratique et de procédure* et des annexes. Les règles révisées doivent être examinées par le ministère de la Justice et publiées dans la *Gazette du Canada*, mais l'Office a demandé à toutes les parties de les utiliser.

Règlement concernant le croisement de pipelines

Dans une lettre datée du 16 juillet 1986, l'Office a annoncé qu'il envisageait de réviser le règlement régissant les croisements, par des tiers, des pipelines relevant de la compétence fédérale. Ce règlement s'applique aux croisements faits par des routes, des chemins de fer, des systèmes de drainage, des lignes téléphoniques, des lignes de transport d'électricité et d'autres pipelines.

L'Office a diffusé, à des fins de commentaires, trois ébauches successives de son règlement et invité les sociétés pipelinières et les grands services publics à lui faire connaître leurs opinions.

Pour tenir compte des points soulevés par le ministère de la Justice, le règlement a été divisé en deux jeux de règlements.

La Partie I du règlement énoncera les circonstances et les conditions dans lesquelles un tiers n'aura pas à obtenir l'autorisation de l'Office avant de faire des travaux d'excavation dans l'emprise d'un pipeline ou de construire une route, un chemin de fer, un fossé, une installation d'utilité publique, etc. devant croiser un pipeline ou passer dans son emprise. Parmi les conditions à satisfaire, l'entrepreneur des travaux d'excavation ou de construction doit assumer un nombre déterminé de responsabilités.

La Partie I a été approuvée en principe par l'Office et doit être examinée par le ministère de la Justice avant d'entrer en vigueur.

La Partie II du règlement définira les responsabilités des sociétés pipelinières pour assurer le respect de la sécurité au cours de la construction du croisement.

La Partie II a été approuvée par l'Office; elle doit être examinée par le ministère de la Justice et approuvée par le gouverneur en conseil.

Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transmission de force motrice

Après avoir reçu les commentaires des parties intéressées au sujet de l'ébauche du *Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transmission de force motrice*, l'Office a approuvé une nouvelle ébauche en janvier 1987.

À la recommandation du ministère de la Justice, le règlement a été divisé en deux jeux de règlements.

Règlement concernant les croisements, la construction et l'abandon des lignes internationales de transmission de force motrice

Ce règlement porte sur les croisements faits par des lignes internationales de transport d'électricité et énonce les responsabilités des sociétés quant à la tenue de dossiers sur les croisements, à l'abandon des croisements et à la déclaration des accidents. Le règlement doit être examiné par le ministère de la Justice et approuvé par le gouverneur en conseil.

Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transmission de force motrice

Ce règlement porte sur les croisements de lignes internationales de transport d'énergie et énonce les conditions à satisfaire pour ne pas être tenu d'obtenir l'autorisation de l'Office de croiser ces lignes de transport d'énergie. Ce règlement a été approuvé en principe par l'Office et doit être examiné par le ministère de la Justice avant d'entrer en vigueur.

Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)

Le 26 juin 1986, l'Office a rendu public, aux fins de commentaires, un projet de modification du Règlement (Partie VI) qui aurait pour effet de faire passer de 50 à 60 mégawatts et de 250 à 400 gigawatts-heures les limites prévues dans les nouvelles ordonnances d'exportation d'énergie garantie. En ce qui concerne les nouvelles exportations d'énergie interruptible, les transferts d'équivalents, les transferts en vue d'un emmagasinage ou d'une rectification et les transferts relatifs au transport, la limite passerait à 1 000 gigawatts-heures. Ces ordonnances d'exportation auraient une période d'application de trois ans. Les commentaires fournis appuyaient le projet de modification.

La modification a été approuvée par le gouverneur en conseil le 20 août 1987.

Règlement sur la désignation des produits pétroliers

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., Neste Oy (Société pétrolière nationale de Finlande), Celanese Canada Inc. et Hoechst Celanese Corporation envisagent de construire à Edmonton, en Alberta, une installation de production d'éther butylique tertiaire de méthyle (EBTM), à condition que ce produit puisse être transporté par pipeline jusqu'à la côte ouest ce qui lui ouvrirait une voie d'accès vers les marchés de la Californie et d'ailleurs. L'EBTM sert à améliorer l'indice d'octane de l'essence dans lequel il remplace le plomb tetraéthyle. Le méthanol actuellement produit en Alberta pourrait également pénétrer de nouveaux marchés s'il était transporté par pipeline jusqu'à la côte ouest.

Le nouveau règlement désigne l'EBTM et le méthanol comme des produits pétroliers conformément à l'article 89 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Cette désignation permet de transporter les produits par pipeline. (Le règlement exempte également les produits des exigences des Parties VI et VI.1 de la *Loi* relatives à l'obtention de licences d'importation et d'exportation). Sans ce règlement habilitant, Trans Moutain ne pourrait transporter du méthanol et de l'EBTM d'Edmonton jusqu'à la côte ouest.

Le règlement a été approuvé par le ministère de la Justice et envoyé au ministre pour que celui-ci le soumette au gouverneur en conseil.

Modification de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Loi nationale sur les transports

Dans la *Loi nationale de 1987 sur les transports*, des modifications ont été apportées à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* afin d'établir la compétence de l'Office à l'égard des pipelines combinés et de lui donner le pouvoir de fixer, par règlement, des droits et des tarifs relatifs à ces pipelines. Un pipeline combiné est un pipeline utilisé pour le transport du pétrole ou du gaz accompagné de tout autre produit. Ces modifications de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* sont entrées en vigueur le 1er janvier 1988.

Fonctions et responsabilités

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie

L'Office a deux grandes responsabilités en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie:*

- réglementer des aspects précis des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, dans l'intérêt public,
- conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

L'Office a le pouvoir d'enquêter sur tout aspect de la situation énergétique qui relève de sa compétence et de publier des rapports destinés au gouvernement, au Parlement et au grand public.

Les rôles de réglementation de l'Office sont décrits ci-dessous.

Licences et ordonnances d'exportation

L'Office délivre des licences à long terme pour l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, habituellement à la suite d'audiences publiques. Lorsqu'il délivre ces licences, l'Office doit veiller, notamment, à ce que les quantités d'énergie exportées ne dépassent pas l'excédent d'énergie par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. Il délivre aussi des ordonnances visant l'exportation à court terme de produits énergétiques, sous réserve des restrictions du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI).* De plus, l'Office autorise par des licences et des ordonnances l'importation de gaz naturel.

Réglementation du transport, des droits, des tarifs et des méthodes comptables

L'Office réglemente le transport, les droits et les tarifs des pipelinières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral afin de veiller à ce que les droits soient justes et raisonnables et afin d'empêcher toute discrimination au niveau des tarifs ou du service.

Certificats de commodité et de nécessité publiques relatifs aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office accorde des certificats pour permettre la construction et l'exploitation de pipelines internationaux et interprovinciaux servant au transport du pétrole, du gaz et des produits pétroliers, ainsi que de lignes interprovinciales désignées et lignes internationales de transport d'électricité. Avant la délivrance du certificat, l'Office doit tenir une audience publique.

Tracé détaillé des pipelines et des lignes de transport d'électricité

Les personnes dont les terrains peuvent être touchés par le tracé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité approuvés par l'Office peuvent donner leur opinion à l'Office au cours d'une audience publique locale. L'Office tient compte des dépositions lors de l'étude du tracé détaillé définitif.

Ordonnances relatives aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office approuve les petites installations pipelinières ou petites additions ou modifications aux réseaux pipeliniers sans tenir d'audience publique. Cela vaut pour les pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et les installations comme les réservoirs, pompes, compresseurs et stations de comptage. L'Office peut aussi autoriser la construction et l'exploitation de lignes internationales d'au plus 50 kilovolts sans tenir d'audience publique.

Sécurité pipelinière

Le Règlement sur les oléoducs et le Règlement sur les gazoducs pris par l'Office énoncent les principes qui doivent régir, du point de vue de la sécurité, la conception, la construction et l'exploitation des pipelines relevant de la compétence de l'Office. Pour s'assurer que le pipeline est construit et exploité en toute sécurité, l'Office fait des enquêtes et des inspections sur son fonctionnement.

Ordonnances de croisement de pipelines et de services publics

Pour améliorer la sécurité publique, c'est au préalable que l'Office autorise le croisement d'un pipeline par un service public; il veille ainsi à ce que les plans soient compatibles et que les éventuels dommages à la canalisation soient réduits au minimum. Il établit également les conditions de construction des pipelines devant croiser des services publics pour s'assurer de l'intégrité de ces services. La construction d'un pipeline qui croise un cours d'eau navigable ou une voie ferrée nécessite l'autorisation du ministre des Transports ou de l'Office national des transports. (Les nouveaux règlements changeront la façon dont l'Office assume ses responsabilités à l'égard des croisements. Voir la section *Loi et Règlements*.)

Protection de l'environnement

L'Office étudie les incidences environnementales des projets de construction et d'exploitation d'oléoducs, de gazoducs ou de lignes internationales de transport de l'électricité. Au cours de la préparation d'une demande qu'elles entendent déposer devant l'Office, les sociétés sont incitées à prévoir et à discuter, avec des représentants de tous les paliers de gouvernement, les groupes d'intérêt public et les propriétaires fonciers touchés, les questions environnementales et les préoccupations que le projet pourrait susciter. En planifiant, dès les premières étapes d'un projet, l'étude des questions environnementales qui se posent, une société prépare une demande plus complète qui tient compte de toutes les solutions pertinentes et des préoccupations du public.

Pour protéger le plus possible l'environnement, l'Office invite les groupes d'intérêt public et les groupes locaux de protection de

l'environnement, ainsi que les particuliers concernés, à intervenir dans les audiences. C'est pour encourager la participation du public que l'Office tient souvent ses audiences dans la région où les travaux de construction pourraient avoir des incidences.

Après la délivrance d'un certificat ou d'une ordonnance, l'Office fait des vérifications du chantier puis, par la suite, des activités d'exploitation du réseau et des méthodes courantes d'entretien et de surveillance de la société. Cette façon de procéder permet à l'Office de s'assurer que la société continue de veiller à la protection de l'environnement ainsi qu'à la santé et la sécurité publiques.

Incidences socio-économiques

Dans le cadre de son processus d'approbation des installations, l'Office prend en considération les préoccupations socio-économiques régionales et locales et il veille à ce que les demandeurs prennent toutes les mesures raisonnables afin de minimiser les effets négatifs des projets et d'accroître les avantages que ceux-ci procurent aux groupes sociaux touchés aux niveaux local et régional. L'Office peut notamment faire une évaluation des incidences socio-économiques avant la réalisation du projet, examiner les plans d'action socio-économiques proposés, surveiller après la délivrance de certificats les plans d'action pour en constater les effets positifs ou négatifs et évaluer les incidences réelles du projet.

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie

Pendant nombre d'années, l'Office a beaucoup travaillé à appliquer les parties I et I.1 de la *Loi sur l'administration de l'énergie*.

Les parties I et I.1 visaient, respectivement, la perception des redevances sur les exportations de pétrole et des redevances de recouvrement en matière de carburant de soute. Bien que ces programmes aient pris fin, le premier en 1985 et le second en 1983, l'Office a poursuivi et terminé en 1987 ses vérifications et remboursements.

Responsabilités en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord

À l'égard du segment canadien du réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska, il incombe surtout à l'Office de réglementer les droits et tarifs, d'approuver les cahiers des charges des canalisations, de délivrer des ordonnances de mise en service et de réglementer l'exploitation des canalisations. Les activités de l'Office en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* seront toutefois négligeables jusqu'à ce que le corps du projet soit mis en oeuvre.

Entente passée avec Travail Canada

L'Office et Travail Canada ont conclu un protocole d'entente en vertu duquel certains inspecteurs de l'Office, qui ont été nommés agents de sécurité par le ministre du Travail, ont assumé des responsabilités professionnelles relativement aux questions de santé et de sécurité au travail visées par la Partie IV du *Code canadien du travail*. L'entente, qui est entrée en vigueur le 23 février 1987, s'étend à tous les pipelines relevant de la compétence de l'Office,

mais fait exclusion de certains domaines comme les sièges sociaux et les bureaux régionaux des sociétés pipelinières; ces domaines continuent de relever de Travail Canada.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives. Ses délibérations se font à partir de renseignements déposés publiquement et mis à la disposition de tous, exception faite de renseignements précis et confidentiels, liés à l'établissement de prix concurrentiels. Dans le cas des demandes et enquêtes d'importance, l'Office tient des audiences publiques auxquelles les demandeurs et autres intéressés ont plein droit de participation dans la langue officielle de leur choix. Afin que les parties puissent se préparer, l'Office leur donne un préavis raisonnable des audiences et leur accorde un délai suffisant pour répondre aux demandes de renseignements.

De plus, l'Office publie chaque trimestre un État des projets de réglementation sur les questions qui lui sont soumises, ainsi que des bulletins et des communiqués sur diverses questions liées à ses activités.

Mise en application des décisions de l'Office

Lorsque l'Office est disposé à accorder un certificat visant un pipeline ou une ligne de transport d'électricité ou à délivrer une licence d'exportation de gaz naturel ou d'électricité, d'importation de gaz naturel ou d'exportation à long terme de pétrole, il en fait rapport au gouverneur en conseil par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Si le gouverneur en conseil approuve le certificat, l'Office le délivre. Le cheminement est le même lorsqu'il s'agit d'une licence d'exportation à long terme ou d'importation, qui entre en vigueur dès son approbation par le gouverneur en conseil. Le rejet par l'Office d'une demande n'est pas soumis au gouverneur en conseil. Les Motifs de décision de l'Office sont diffusés à titre de documents publics. Les décisions en matière de droits et de tarifs sont prises sans en référer au gouverneur en conseil, comme la plupart des décisions quotidiennes de l'Office.

Révision et appel des décisions de l'Office

L'Office peut réviser, annuler ou changer toute ordonnance qu'il délivre ou décision qu'il rend et réentendre toute demande avant de prendre une décision. Il peut modifier les certificats ou licences délivrés sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

Les parties peuvent demander à l'Office de réviser une décision. Une décision peut être portée en appel devant la Cour d'appel fédérale, si la Cour autorise l'appel, à condition que l'appel porte sur un point de droit ou une question de compétence.

Dépenses adjugées

L'Office n'a pas le pouvoir d'adjuger des dépenses aux participants aux audiences, sauf aux audiences portant sur les tracés détaillés.

Dans le cas des audiences concernant des tracés détaillés, l'Office peut fixer un niveau pertinent d'indemnités à verser aux propriétaires fonciers pour leurs coûts de participation aux audiences.

Organisation

Membres de l'Office national de l'énergie

Voici la liste des membres de l'Office au 31 décembre 1987.

Roland Priddle	Président
Jean-Guy Fredette	Vice-président
Livia M. Thur	Vice-président associé
A. Digby Hunt	Vice-président associé
Jacques Farmer	Membre
John R. Jenkins	Membre
R. Byron Horner, c.r.	Membre
William G. Stewart	Membre
A. Boyd Gilmour	Membre
Claude Senneville	Membre temporaire

Jean-Guy Fredette assume les fonctions de vice-président depuis le 29 novembre 1987. Le mandat de Ralph F. Brooks, à titre de membre et de vice-président de l'Office, a pris fin le 28 novembre 1987.

John R. Jenkins, qui a été nommé à l'Office pour la première fois en 1980, a été nommé pour un autre mandat d'une année à compter du 13 novembre 1987.

Claude Senneville, qui a été nommé membre temporaire de l'Office le 24 février 1987, a été désigné membre du comité responsable de l'audience concernant la demande faite par Hydro-Québec relativement à l'exportation de puissance aux New England Utilities.[1]

Comités permanents

L'Office attribue une grande partie de ses travaux de réglementation sans audience à cinq comités permanents composés chacun de trois membres de l'Office.

Les comités permanents renvoient à l'Office réuni en conseil toutes les questions mettant en cause des politiques, des principes de réglementation ou de compétence ou requérant la tenue d'une audience publique. À l'exception des fonctions décrites ci-dessous, les comités permanents ne délivrent ni ne modifient les certificats ou les licences; ils ne peuvent davantage décider des questions qui nécessitent la tenue d'une audience publique.

Les membres des comités permanents de l'Office au 31 décembre 1987, de même que leurs responsabilités, sont indiqués ci-après. La composition des comités permanents varie à des intervalles appropriés, afin de fournir à chaque membre l'occasion de se familiariser avec tous les aspects des travaux de l'Office. Le membre dont le nom est en tête de la liste des membres d'un comité

1 Le mandat de M. Senneville s'est terminé le 23 février 1988.

permanent préside ce comité; le membre dont le nom apparaît en dernier est membre suppléant. Le président de l'Office est membre d'office de tous les comités.

Comité permanent du pétrole

R.B. Horner
J.R. Jenkins
J. Farmer
W.G. Stewart

Délivre des ordonnances d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers; réglemente les questions de transport par oléoduc; conseille le ministre sur les questions liées au domaine pétrolier en général; surveille les exportations de pétrole et en fait rapport, comme l'exige l'*Accord de l'Ouest* (intervenu en mars 1985 entre le Canada, l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan sur la tarification et la taxation du pétrole et du gaz).

Comité permanent du gaz

A.D. Hunt
R.B. Horner
A.B. Gilmour
R. Priddle

Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui a trait au gaz naturel, au propane, aux butanes et à l'éthane, ainsi qu'au transport par gazoduc; approuve les modifications aux contrats d'exportation de gaz et, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, délivre des modifications conformes aux licences d'exportation de gaz; délivre des ordonnances d'exportation de gaz à court terme et conseille le ministre sur tout ce qui concerne les marchés d'exportation du gaz naturel.

Comité permanent de l'électricité

L.M. Thur
J.R. Jenkins
W.G. Stewart
A.B. Gilmour

Exerce les pouvoirs de l'Office pour tout ce qui concerne l'électricité; délivre des ordonnances d'exemption et d'exportation d'électricité et conseille le ministre en ce qui a trait à l'électricité.

Comité permanent des pipelines

J.R. Jenkins
R.B. Horner
A.B. Gilmour
J. Farmer

Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne la construction, l'exploitation et l'entretien des pipelines, notamment pour ce qui est de la sécurité et de l'environnement.

Comité permanent de la réglementation financière

W.G. Stewart
L.M. Thur
J. Farmer
J.R. Jenkins

Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les droits et tarifs exigés par les sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office.

Comités permanents de 1988

À compter du 4 janvier 1988, les comités du pétrole, du gaz et de l'électricité seront fusionnés en un nouveau Comité des produits énergétiques composé de cinq membres. Il n'y aura donc plus que trois comités permanents, dont la composition à cette date est indiquée ci-dessous. Le membre dont le nom est en tête de la liste des membres d'un comité préside ce comité. Le Président de l'Office est membre d'office de tous les comités.

Comité des produits énergétiques	***Comité des pipelines***	***Comité de la réglementation financière***
R.B. Horner	*A.B. Gilmour*	*J.-G. Fredette*
J.-G. Fredette	*J.R. Jenkins*	*W.G. Stewart*
L.M. Thur	*R.B. Horner*	*A.B. Gilmour*
A.D. Hunt	*J. Farmer (suppléant)*	*J. Farmer (suppléant)*
W.G. Stewart		

Personnel

En ce qui concerne l'exercice financier 1987-1988, le budget de l'Office s'est élevé à 26,8 millions de dollars et le nombre d'années-personnes attribuées, à 433.

L'Office a entrepris un réaménagement volontaire de son effectif qui est passé de 433 à 358 années-personnes. Ce réaménagement a été effectué après une analyse des besoins en personnel par suite des changements apportés au mandat de l'Office en matière de réglementation et survenus dans les niveaux d'activité de l'industrie de l'énergie. Par conséquent, 75 employés furent déclarés excédentaires. À la fin de l'année, 64 de ces employés avaient pris leur retraite, avaient trouvé des emplois ailleurs ou avaient été réinstallés dans d'autres postes à l'Office ou dans d'autres organismes ou ministères fédéraux.

Les bureaux et directions de l'Office sont décrits ci-dessous; la liste des cadres de l'Office se trouve à l'intérieur de la page de couverture arrière du présent rapport.

Le Directeur exécutif est l'agent opérationnel en chef de l'Office; ses responsabilités comprennent la gestion générale de l'Office, l'acquisition et l'attribution des ressources humaines et financières, et l'efficience et l'efficacité des activités et du fonctionnement de l'Office.

La Direction des finances coordonne et administre les politiques financières qui sous-tendent le fonctionnement de l'Office et fournit des conseils et des services en matière d'activités financières.

La Direction du personnel fournit des conseils et des services dans les domaines de la dotation, la planification des ressources humaines, la formation, les programmes d'action positive, la santé et la sécurité, les langues officielles, la classification, les relations de travail, la rémunération et les avantages sociaux.

La Direction de la planification et de l'évaluation est chargée d'améliorer l'efficacité des services de soutien apportés par le personnel, de coordonner et d'administrer les politiques, et de fournir des conseils et des services dans les domaines des finances, de l'administration générale et de la sécurité.

Le Directeur général, Réglementation de l'énergie, est responsable de l'intégration de toutes les activités du personnel qui touchent à la réglementation des exportations d'énergie. Ce champ d'action englobe la planification et la coordination de tout le travail touchant à la réglementation des exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité en vertu de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que de la coordination de l'analyse de toutes les questions se rapportant à l'offre, à la demande et aux excédents d'énergie, en vertu de la Partie II de la *Loi*.

La Direction de l'économique conseille l'Office sur des sujets d'ordre économique et socio-économique et maintient un service de statistiques sur l'énergie. Elle prépare des projections de la demande d'énergie au Canada et se tient au fait des études semblables effectuées aux États-Unis. Les responsabilités de la Direction comprennent l'analyse des répercussions des projets énergétiques sur l'économie et les conditions socio-économiques du Canada et

de ses régions. Elle évalue aussi jusqu'à quel point les Canadiens auront la possibilité de participer aux projets.

La Direction des approvisionnements énergétiques conseille l'Office sur les questions d'exploration, de forage et de production, et prévoit les tendances en matière d'approvisionnements en gaz et en pétrole provenant des sources classiques, des sables bitumineux, des sources synthétiques et des terres domaniales. Elle calcule de façon indépendante les réserves et possibilités de livraison du gaz, ainsi que les réserves et le potentiel de production de pétrole. Le bureau de Calgary de la Direction se charge de calculer les réserves de gaz et de pétrole de chaque gisement.

La Direction de l'électricité conseille l'Office sur les questions relatives à la délivrance de licences d'exportation d'électricité et de certificats visant des lignes internationales de transport d'électricité, à l'approbation des tracés détaillés et à la surveillance des exportations. Par ailleurs, elle établit des prévisions concernant l'offre et la demande en matière d'électricité et servant à étudier les demandes relatives à l'électricité et d'autres demandes; elle surveille la situation du marché américain de l'électricité et conseille l'Office sur les questions qui se rapportent à la production, au transport, à la vente et à l'échange d'électricité et qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral.

La Direction du gaz conseille l'Office sur les questions relatives au gaz naturel et aux produits du gaz, notamment la réglementation de tout ce qui se rapporte au transport par gazoduc et à l'exportation de gaz et de produits gaziers au moyen d'ordonnances et de licences. La Direction maintient également un service de statistiques qui est chargé de recueillir et de diffuser des données opérationnelles sur la consommation et le transport du gaz et des produits gaziers. De même, elle est chargée d'établir des prévisions à court terme relatives à la demande de gaz et de produits gaziers, au Canada et sur les marchés d'exportation. De plus, la Direction sert d'appui à toutes les autres activités de réglementation se rapportant au gaz et aux produits gaziers.

La Direction du pétrole donne des conseils sur les questions énergétiques liées au pétrole, y compris sur les marchés, le transport, le traitement, la distribution et l'équilibre à court terme de l'offre et la demande, en ce qui concerne les charges d'alimentation et les produits pétroliers. Elle conseille l'Office sur les questions de transport par oléoduc et étudie les prix à l'exportation du pétrole brut et des produits pétroliers intérieurs et les prix internationaux.

Le Directeur général, Réglementation des pipelines, est chargé d'intégrer toutes les activités du personnel qui ont trait à la réglementation des pipelines servant au transport du gaz, du pétrole et des produits pétroliers. Son champ d'action englobe la conception, la construction, l'exploitation, la sécurité et les questions d'ordre environnemental précisées dans la Partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et les questions concernant les droits et les tarifs stipulées à la Partie IV de la même *Loi*.

La Direction de l'environnement et des emprises est chargée de conseiller l'Office sur la protection de l'environnement et de l'acquisition de terrains pour la construction des pipelines et des lignes internationales de transport de l'électricité. Elle évalue les mémoires provenant des propriétaires fonciers touchés par le tracé

détaillé de ces installations, vérifie la justesse des acquisitions des emprises et évalue les exigences techniques en matière de croisement des pipelines par des tiers.

La Direction du génie et des opérations des pipelines conseille l'Office sur des questions liées aux certificats pipeliniers délivrés en vertu de la *Loi sur l'Office nationale de l'énergie* et liées à la réglementation de la sécurité lorsqu'il s'agit d'installations pipelinières relevent de la compétence de l'Office. Elle est la principale source que consulte l'Office quant aux aspects techniques des demandes déposées par les pipelinières en vue de la construction d'installations et de l'approbation de droits et elle est chargée d'appliquer certains aspects de la Partie IV du *Code canadien du travail.*

La Direction de la réglementation financière a pour rôle principal de conseiller l'Office au sujet des droits et des tarifs imposés par les sociétés pipelinières pour le transport du pétrole et du gaz. Elle joue donc un rôle de premier plan dans le traitement de toutes les demandes présentées à l'Office pour faire approuver des droits, en lui fournissant des analyses financières et en coordonnant le soutien par le personnel. En outre, elle surveille le rendement financier et vérifie les comptes des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office, et elle analyse l'aspect financier des demandes présentées à l'Office en vue de la construction d'installations pipelinières. Non seulement la direction constitue-t-elle le principal conseiller financier de l'Office, mais elle vérifie également les redevances d'exportation du pétrole, les licences d'exportation du gaz et les frais de transport établis en vertu de dispositions précises de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie.*

La Direction du contentieux conseille l'Office sur tous les aspects juridiques de ses pouvoirs et de ses responsabilités; elle agit à titre de conseiller juridique lors des audiences publiques et représente l'Office lors des comparutions devant la Cour fédérale et la Cour suprême du Canada.

Le Bureau du Secrétaire reçoit et coordonne les demandes et les mémoires soumis à l'Office. Il conseille l'Office quant à l'établissement du calendrier des audiences et prend toutes les dispositions administratives nécessaires à la tenue des audiences publiques à Ottawa et partout ailleurs au pays.

De plus, le Bureau du Secrétaire s'occupe des relations avec la presse et le grand public, des services de publication, de la gestion des immeubles et du matériel, de la gestion des dossiers et de l'administration de la bibliothèque de l'Office. Il applique la *Loi sur l'accès à l'information* et la *Loi sur la protection des renseignements personnels* et coordonne la traduction des documents auprès du service de traduction assuré sur les lieux par le Secrétariat d'État.

La Direction de la technologie informatique est chargée de fournir des services informatiques ainsi que de soutien au traitement des textes et des données. Ces fonctions comprennent la prestation de conseils sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des données, la conception et l'établissement de programmes; elle donne également son avis sur les toutes dernières techniques et applications en matière d'informatique. La Direction est chargée d'intégrer les systèmes et les services d'information et de traitement pour le compte de l'Office.

Motifs de décision rendus publics en 1987

1. CYANAMID CANADA PIPELINE INC. - Relative à une demande présentée conformément à l'article 49 et au paragraphe 59(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie.* (Ordonnance GH-3-86) - décembre 1986.

2. PROGAS LIMITED - RELATIVE À PROGAS LIMITED - Demande concernant une licence d'exportation du gaz naturel (Ordonnance GH-5-86) - février 1987.

3. ALBERTA NORTHEAST GAS EXPORT PROJECT - Relative à Alberta Northeast Gas, Limited, TransCanada PipeLines Limited, ProGas Limited, ATCOR Ltd. et AEC Oil and Gas Company - Demandes présentées conformément aux articles 17 et 82 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue d'obtenir des licences d'exportation de gaz naturel (Ordonnance GH-1-87) - mars 1987.

4. SUN PIPE LINE COMPANY LIMITED - Rapport relatif à une enquête publique concernant un accident survenu en octobre 1986 près de Sarnia (Ontario), sur le réseau pipelinier de Sun Pipe Line Company près du croisement de la rivière St. Clair. (Ordonnance MH-2-86) - mars 1987

5. WESTCOAST TRANSMISSION COMPANY LIMITED - Demande datée du 12 février 1987 concernant le droit sur les ventes interruptibles de gaz à l'exportation (Ordonnance RH-1-87) - avril 1987

6. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demande en date du 14 juillet 1986 relative de nouveaux droits à compter du 1er janvier 1987 (Ordonnance RH-3-86) - mai 1987

7. HYDRO-QUÉBEC - Relative à une demande présentée en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par Hydro-Québec concernant des exportations aux New England Utilities (Ordonnance EH-1-87) - mai 1987

8. ENQUÊTE SUR LA RÉGLEMENTATION DES EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ - Rapport concernant une enquête faite par un comité de l'Office national de l'énergie suite à une audience en novembre et décembre 1986 (Ordonnance EHR-1-86) - juin 1987

9. PIPELINE INTERPROVINCIAL LIMITÉE - Demande en date du 5 septembre 1986 relativement à de nouveaux droits devant entrer en vigueur le 1er janvier 1987 (Ordonnance RH-4-86) - juin 1987

10. PIPELINE INTERPROVINCIAL LIMITÉE - ADDENDUM - Demande en date du 5 novembre 1986 relativement à de nouveaux droits devant entrer en vigueur le 1er janvier 1987 (Ordonnance RH-4-87) - juin 1987

11. LES PIPELINES TRANS-NORD INC. - Demande datée du 11 mars 1987 concernant de nouveaux droits exigés à compter du 1er février 1987 (Ordonnance RH-3-87) - juillet 1987

12. EXAMEN DES MÉTHODES DE CALCUL DE L'EXCÉDENT DE GAZ NATUREL - Relative à l'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel (Ordonnance GHR-1-87) - juillet 1987.

13. RÉGIE DE L'HYDROÉLECTRICITÉ DU MANITOBA - Relativement à une demande présentée en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par la Régie de l'hydroélectricité du Manitoba (Ordonnance EH-2-87) - août 1987

14. SOCIÉTÉ MANITOBAINE DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL - Demande du 25 mai 1987, telle que modifiée, en vue d'obtenir des ordonnances obligeant TransCanada PipeLines Limited à recevoir, à transporter et à délivrer du gaz naturel et fixant les droits (Ordonnance MH-1-87) - septembre 1987

15. PROJET CHAMPLAIN PIPELINE - Avis de requête en vue d'obtenir des ordonnances reportant une partie de l'audience GH-2-87 concernant une demande faite par TransCanada PipeLines Limited (Ordonnance GH-2-87) - octobre 1987

16. WESTCOAST TRANSMISSION COMPANY LIMITED - Demande du 19 décembre 1986 relative à de nouveau droits exigés à compter du 1er janvier 1987 et du 1er janvier 1988 (Ordonnance RH-2-87) - novembre 1987

17. GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC. - Demande datée du 6 avril 1987, dans sa version modifiée, concernant de nouveaux droits à compter du 1er janvier 1987 et du 1er janvier 1988 (Ordonnance RH-4-87) - novembre 1987

Autres rapports publiés en 1987

1. Rapport annuel, 1986, de l'Office national de l'énergie - avril 1987
2. Exportation de produits pétroliers en 1986 - avril 1987
3. Exportations de pétrole brut en 1986 - avril 1987
4. Règles de pratique et de procédure - Ébauche révisée - avril 1987
5. Services canadiens d'électricité - Analyse de la production et des tendances, 1985
6. Amélioration des audiences de l'Office national de l'énergie, lettre datée du 30 juin 1987, suivie d'une lettre datée du 16 décembre 1987
7. Glossaire des termes français-anglais utilisés à l'Office national de l'énergie - Compilé par l'Office - août 1987
8. Logistique des approvisionnements en pétrole de l'Ontario, 1986 à 2005 - Rapport du personnel, septembre 1987
9. Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents, perspectives à moyen terme, 1987 à 1990
10. Ventilation des documents de réglementation - novembre 1987

Annexes

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada 67

2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation 67

3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation 68

4. Électricité - Production et utilisation 68

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1987 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur 69

2. Ordonnances délivrées en 1987 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur 69

3. Ordonnances délivrées en 1987 pour approuver des modifications et des additions apportées à des installations d'oléoducs existantes 70

4. Exportations de produits pétroliers 71

5. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1986 et 1987 72

6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens ... 73

Gaz

1. Certificats délivrés en 1987 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur 74

2. Ordonnances délivrées en 1987 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur 74

3. Ordonnances délivrées en 1987 pour approuver des modifications et des additions apportées à des installations de gazoducs existantes 75

4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1987 76

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel au 31 décembre 1987 81

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1987 82

7. Exportations de gaz naturel 86

8. Importations de gaz naturel 89

9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances 90

10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances 92

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes 94

Électricité

1. Certificats délivrés en 1987 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité 95

2. Ordonnances délivrées en 1987 concernant des lignes internationales de transport d'électricité 95

3. Licences délivrées en 1987 pour l'exportation de puissance et d'énergie électriques 96

4. Ordonnances délivrées en 1987 concernant l'exportation de puissance et d'énergie électriques 96

5. Exportations d'énergie électrique 98

Réglementation financière

1. Renseignements financiers pour 1987 - Sociétés pipelinières du group n° 1 101

Synthèse de la situation énergétique
1. Consommation d'énergie au Canada[a] (pétajoules)

	1983	1984	1985	1986	1987[e]
Pétrole[b]	3160.1	3160.7	3135.2	3132.6	3212.0
Gaz naturel[c]	1836.3	1983.9	2121.0	2079.6	2098.5
Hydroélectricité[d]	948.2	1021.7	1084.6	1100.9	1130.6
Électricité nucléaire[d]	591.8	632.0	714.2	875.3	884.6
Charbon	1048.0	1167.4	1122.1	1140.0	1157.3
Énergie renouvable	487.1	475.6	516.7	542.7	540.2
TOTAL POUR LE CANADA	8071.7	8441.3	8693.8	8871.1	9023.2

a - Tient compte de l'énergie utilisée sans but énergétique ou en propre, de l'énergie utilisée pour les conversions et du combustible utilisé pour les exportations d'électricité.
b - Comprend les gaz de pétrole liquéfiés (GPL).
c - Comprend l'éthane mais ne tient pas compte de la contraction en cours de retraitement.
d - Converti à l'aide d'un facteur de 3,6 PJ/TW.h (hydroélectricité) et de 12,1 PJ/TW.h (nucléaire).

Si l'on convertissait l'énergie à l'aide d'une enthalpie de 10,5 pétajoules le térawatt-heure, en supposant que la quantité d'énergie primaire nécessaire à la production de l'hydroélectricité et de l'électricité d'origine nucléaire soit la même que s'il s'agissait de combustibles fossiles, on obtiendrait les résultats suivants:

	1983	1984	1985	1986	1987[e]
Hydroélectricité et électricité nucléaire	3279.2	3528.4	3783.2	3970.5	4065.2

e- Estimation
f- Comprend l'énergie utilisée pour produire de la vapeur.

Synthèse de la situation énergétique
2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation (milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987
Approvisionnements					
Production canadienne[a]	230.2	243.5	248.8	249.0	259.8
Importations[b]	34.9	33.2	43.4	56.6	64.7
Total des approvisionnements[d]	265.1	276.7	292.2	305.6	323.9
Utilisation					
Demande intérieure[b]	224.1	227.7	221.1	216.7	226.5
Exportation[c]	42.8	49.8	75.8	93.6	99.6
Utilisation totale[d]	266.9	277.7	296.9	310.3	326.1

e - Estimation
Sources:
a- Source: ONE
b- Source: formule 153 de l'ONE - Arrivages à la raffinerie
c- Source: formule 506 de l'ONE - Exportations de pétrole brut
d- Le total des approvisionnements ne correspond pas à l'utilisation totale en raison des changements apportés aux stocks, etc.

Synthèse de la situation énergétique

3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation (milliards de mètres cubes à 101,325 KPa et 15 degrés Celcius)

	1983	1984	1985	1986	1987[e]
Ventes nettes au Canada	43.8	47.6	50.1	48.1	45.5
Autres utilisations au Canada[a]	1.4	2.3	1.0	2.9	4.4
Exportations	20.2	21.4	26.2	21.1	28.0
Livraisons totales[b]	65.4	71.3	77.3	72.1	77.9

a- Tient compte du combustible pour pipeline, des pertes et d'autres livraisons, moins les importations et les variations de stock.
b- Gaz de pipeline commercialisable.
e- Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

4. Électricité - Production et utilisation (térawatts-heures)

	1983	1984	1985	1986	1987
Production totale	395.9	424.9	446.4	457.2	483.0[p]
Importations[a]	.2	.3	.2	.2	.5
Total des approvisionnements	396.1	425.2	446.6	457.4	483.7[p]
Demande canadienne	359.2	387.6	405.1	421.1	438.1[p]
Exportations[a]	36.9	37.6	41.5	35.3	45.4

a- Ne tient pas compte des échanges entre le Canada et les États-Unis.
p- Préliminaire.

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1987 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Aucun certificat n'a été délivré en 1987

Pétrole

2. Ordonnances délivrées en 1987 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif (en dollars)
Les Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-1-87	87-03-20	Installations de raccordement à l'aéroport de Toronto, en Ontario	185 000
Petroleum Transmission Company	XO-3-87	87-06-03	Raccordement de 12 km avec le réseau de Cochin, en Saskatchewan	1 000 000
Pipeline Interprovincial Limitée	XO-2-87	87-04-09	Remplacement de différentes conduites en Alberta et en Saskatchewan	41 000 000

Pétrole

3. Ordonnances délivrées en 1987 pour approuver des modifications et des additions apportées à des installations d'oléoducs existantes

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif (en dollars)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-10-87	87-06-10	Installations en vue d'adapter la cavité E-3 du stockage de l'éthane au stockage du propane	30 000
	XOM-11-87	87-06-24	Remplacement de conduites corrodées	30 000
	XOM-12-87	87-07-02	Raccordement au réseau de Petroleum Transmission (voir XO-3-87)	70 000
	XOM-22-87	87-12-09	Additions et modifications apportées à une station de comptage	22 000
Dome NGL Pipeline Ltd.	XOM-9-87	87-06-10	Raccordement	3 000
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	XOM-15-87	87-09-09	Stations de pompage, installations de communication et remplacement du matériel	648 000
Les Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-7-87	87-04-08	Remplacement de canalisations, de stations, de fournitures et matériel de bureau et de véhicules	1 541 000
	XOM-13-87	87-07-10	Modifications et additions apportées à des stations de pompage	205 000
Manito Pipelines Limited	XOM-1-87	87-01-22	Additions de conduites à une station de pompage	22 000
	XOM-8-87	87-05-28	Amélioration des réservoirs et des conduites	524 000
	XOM-17-87	87-10-21	Modifications et remplacements	57 000
Pipeline Interprovincial Limitée	XOM-16-87	87-10-14	Modifications apportées aux stations de pompage, à la contenance des réservoirs, aux installations de comptage, aux installations de communication, aux bâtiments et matériel	73 000 000
	XOM-18-87	87-11-04	Additions apportées à une station de pompage, aux installations de communication, aux fournitures et matériel	22 029 700
	XOM-20-87	87-11-25	Augmentation de la capacité du réseau	19 025 000
Pipeline Montréal Limitée	XOM-2-87	87-02-18	Remplacement des toitures des bâtiments, fourniture et matériel de bureau	80 900
Petroleum Transmission Company	XOM-4-87	87-02-25	Vannes télécommandées	93 300
Sun Pipe Line Company	XOM-19-87	87-11-04	Remplacement d'une vanne à un point de raccordement	50 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-3-87	87-02-12	Remplacement de canalisations principales et de conduites d'alimentation	781 000
	XOM-5-87	87-03-11	Deux réservoirs à toit flottant	9 350 000
	XOM-6-87	87-02-25	Construction d'une station de pompage	671 000
	XOM-21-87	87-12-09	Modifications et additions apportées à une station de pompage et aux terminaux	14 500 000
Wascana Pipe Line Limited	XOM-14-87	87-08-05	Conduites et piston racleurs	26 000

Pétrole

4. Exportations de produits pétroliers (mètres cubes)

Mois	Essence pour moteur	Distillats moyens	Carbu-réacteur	Mazout lourd	Pétrole partiellement raffiné	Total[a]
Janvier	165 009	336 294	65 470	140 484	–	707 257
Février	93 385	261 203	98 246	68 741	–	521 575
Mars	168 021	375 116	28 974	52 442	–	624 553
Avril	220 006	200 158	79 812	49 927	–	549 903
Mai	130 841	274 208	108 802	137 522	14 812	666 185
Juin	168 906	278 462	102 975	75 895	–	626 238
Juillet	124 854	280 183	57 173	157 828	–	620 038
Août	180 411	375 870	59 545	101 556	17 883	735 265
Septembre	144 849	236 952	74 674	132 586	15 870	604 931
Octobre	252 854	424 202	90 134	172 804	82 487	1 022 481
Novembre	116 561	294 301	29 065	100 562	62 653	603 142
Décembre	205 605	232 565	143 970	196 404	41 027	819 571
Total (m^3)	**1 971 302**	**3 569 515**	**938 840**	**1 386 751**	**234 732**	**8 101 139**
m^3/j	**5 401**	**9 779**	**2 572**	**3 799**	**643**	**22 195**

a– Exclut le propane, le butane, les lubrifiants, les graisses, l'asphalte et les produits pétrochimiques.

Pétrole

5. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1986 et 1987 (mètres cubes)

	1986		1987	
	total	moyenne journalière	total	moyenne journalière
Amoco Production Company	1 398 999	3 832	2 240 498	6 138
Ashland Oil Inc.	578 000	1 583	1 563 294	4 283
Border Fuel Supply	2 476	6	–	–
Cenex	1 168 332	3 200	1 072 939	2 940
CGS Energy Inc.	23 922	65	–	–
Challenger Petroleum	25 000	68	–	–
Chinese Petroleum Corporation	–	–	113 367	310
Cibro Sales Corporation	–	–	35 587	98
Clark Oil & Refining Corporation	2 111 949	5 786	3 259 617	8 930
Conoco Inc.	1 643 295	4 502	1 735 076	4 754
Crystal Refining	23 429	64	24 523	67
Exxon Company, U.S.A.	822 444	2 252	1 511 229	4 140
Frontier Oil and Refining Co.	–	-	40 482	111
Gotco N.V.	71 706	196	31 980	88
Hill Petroleum Company	365 905	1 002	–	–
Koch Refining Company	8 494 171	23 271	8 602 267	23 568
Laketon Refining Corp.	203 123	556	383 725	1 051
Lyondell Petrochem Company	42 795	117	–	–
Marathon Petroleum Company	367 560	1 007	669 711	1 835
Mitsui and Company(Canada) Ltd.	50 414	138	–	–
Mobil Oil Corporation	3 624 963	9 931	3 776 645	10 347
Montana Refining Company	56 637	155	165 113	452
Murphy Oil U.S.A. Inc.	389 469	1 066	398 346	1 091
NOCO Energy Corporation	252 015	690	290 175	795
Pacific Refining Company	–	–	6 398	18
Permian Corporation	2 664	7	–	–
Pecten Trading Company	–	–	28 819	79
Phibro Energy Inc.	98 817	270	–	–
Shell Oil Company	737 775	2 021	250 510	686
Sohio Supply Company	222 465	609	271 878	745
Sun Refining and Marketing Co.	2 238 270	6 132	1 926 118	5 277
Sun International	97 991	268	–	–
Sun Oil Trading Company	44 010	120	–	–
Texaco Trader International	53 832	147	–	–
Texaco U.S.A.	490 678	1 343	358 930	983
Total Petroleum, Inc.	96 317	263	86 024	236
Transworld Oil Limited	510 349	1 394	76 005	208
Union Oil Company of California	3 845 549	10 536	4 426 249	12 127
United Refining Company	3 037 128	8 320	2 804 570	7 684
UPG Falco	2 148	5	–	–
U.S. Oil & Refining Co.	971 861	2 660	192 911	529
TOTAL	**34 166 458**	**93 582**	**36 342 986**	**99 570**

Pétrole

6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens (mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987
Brut léger et équivalent	11 057	13 857	33 416	41 281	44 213
Brut lourd	31 775	36 040	41 901	52 301	55 357
Total	**42 832**	**49 897**	**75 317**	**93 582**	**99 570**

Gaz

1. Certificats délivrés en 1987 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Aucun certificat n'a été délivré en 1987

Gaz

2. Ordonnances délivrées en 1987 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif (en dollars)
A.P.R. Pipeline Company Limited	XG-5-87	87-07-22	Construction de deux canalisations de 6,9 km et de 168,3 mm de diamètre extérieur et exploitation des deux croisements existants, de 168,3 mm de diamètre extérieur, de la rivière St.Clair, en Ontario	1 500 000
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XG-11-87	87-11-25	Station de comptage de Crane Lake, en Saskatchewan	639 000
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-3-87	87-05-13	Installations additionnelles à la station de comptage de Saint-Maurice, au Québec	285 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-9-87	87-10-14	Raccordement des canalisations de Nova et de SaskPower en Alberta et en Saskatchewan	4 000
	XG-10-87	87-11-12	Embranchement et prise sur la canalisation d'Alberta Utility Transmission, en Saskatchewan	7 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-2-87	87-04-29	Nouvelle installation "B" équipée de deux compresseurs à pistons et doublement de 6,9 km, de 508 mm de diamètre extérieur, au Québec	13 680 000
	XG-6-87	87-07-29	Station de comptage des ventes de Thornton, en Ontario	423 000
	XG-7-87	87-07-29	Prise pour ventes de l'Acadie, au Québec	50 000
Westcoast Transmission Company	XG-1-87	87-03-25	Station de surcompression n°17, Colombie-Britannique	4 600 000
	XG-4-87	87-06-30	Agrandissement de l'installation de traitement de gaz de Sikanni, en Colombie-Britannique	3 220 000
	XG-8-87	87-09-03	Installations de comptage Fibreco à la station de comptage n°43, à Taylor, en Colombie-Britannique	119 000

Gaz

3. Ordonnances délivrées en 1987 pour approuver des modifications et des additions à des installations de gazoducs existants

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif (en dollars)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-5-87	87-03-04	Remplacement du moteur d'un compresseur	1 425 000
	XGM-14-87	87-07-10	Prise pour ventes	10 000
Consumers' Gas (Canada) Limited	XGM-17-87	87-08-12	Installations de prise de gaz et de vannes de fermeture	73 000
	XGM-23-87	87-10-21	Prise pour ventes	500
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-4-87	87-03-04	Modifications apportées à des conduites	543 700
	XGM-20-87	87-09-30	Système de comptage	224 400
	XGM-24-87	87-10-28	Vanne télécommandée	12 100
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-2-87	87-01-14	Additions apportées au réseau de transport et aux installations générales	174 300
	XGM-10-87	87-06-10	Additions apportées aux installations générales	135 469
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-7-87	87-04-01	Compteur à turbine	10 000
	XGM-11-87	87-06-10	Station de prétraitement	65 000
	XGM-12-87	87-06-10	Station de prétraitement	10 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-1-87	87-01-22	Remplacement de conduites dans des zones à forte densité démographique	17 000 000
	XGM-8-87	87-05-13	Remplacement de conduites supplémentaires	2 361 000
	XGM-15-87	87-07-15	Déménagement d'une station	2 500 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-3-87	87-02-12	Remplacement de conduites, amélioration de l'équipement, services de bureau	44 915 000
	XGM-6-87	87-04-29	Remplacement de conduites, vannes et évents	3 991 000
	XGM-9-87	87-04-10	Remplacement de turbine à gaz	8 970 000
	XGM-13-87	87-06-17	Modifications apportées à la canalisation, à une station, au hangar d'aéronef	1 246 000
	XGM-16-87	87-08-05	Amélioration et remplacement de torchères, de vannes, de pompes, services de bureau	854 000
	XGM-18-87	87-09-23	Analyseur de remplacement de conduites, matériel mobile	310 000
	XGM-19-87	87-09-23	Remplacement de conduites et construction d'un revêtement	165 000
	XGM-21-87	87-10-08	Remplacement de conduites et de matériel	23 425 000
	XGM-22-87	87-10-08	Remplacement de conduites, construction d'un revêtement et matériel mobile	805 000
	XGM-25-87	87-12-10	Achat d'un camion	19 000
	XGM-26-87	87-12-23	Amélioration des réchauffeurs et d'une station de comptage	204 000

4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien ($10^3 m^3$)	Volumes maximums annuel ($10^6 m^3$)	Volumes maximums période ($10^6 m^3$)
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-99	Kingsgate, C.-B.	86-12-18	87-10-31	31 897.2	9 340.9	77 626.5
			87-11-01	94-10-31	31 897.2	10 580.4	
Alberta Northeast Gas Ltd. et AEC Oil and Gas Company	GL-105	Iroquois, Ont.	88-11-01	2003-10-31	495.7	180.9	2 714.0
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois, Ont.	88-11-01	2003-10-31	991.5	361.9	5 428.0
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited	GL-103	Iroquois, Ont.	88-11-01	2003-10-31	1 869.6	682.4	10 236.0
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada PipeLines Limited	GL-102	Iroquois, Ont.	88-11-01	2003-10-31	6 614.6	2 414.0	42 646.0
		Niagara Falls, Ont.	88-11-01	2003-10-31	1 175.6	429.1	42 646.0
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-17	Aden/Cardston, Alb.	66-11-01	67-10-31	339.9	103.4	4 652.8
		Emerson, Man. et Niagara Falls, Ont.	67-11-01	89-10-31	679.9	206.8	
	GL-25	Aden/Cardston, Alb.	68-11-01	69-10-31	339.9	103.4	4 890.8
		Emerson, Man. et	69-11-01	91-10-31	679.9	206.8	
		Niagara Falls, Ont.	91-11-01	93-10-31	390.9	119.0	
	GL-52	Aden, Albc. Emerson,	80-01-01	82-12-31	1 416.4	283.3	2 266.4
		Man. et Niagara Falls,	83-01-01	83-03-31	1 416.4	70.0	
		Ont.	83-04-01	83-12-31	1 133.1	213.3	
			84-01-01	87-12-31	1 133.1	283.3	
	GL-72	Aden, Alb.	88-01-01	88-10-31	1 133.1	236.1	1 085.7
			88-11-01	90-10-31	1 133.1	283.3	
			90-11-01	91-10-31	754.6	188.7	
			91-11-01	92-10-31	377.3	94.3	
	GO-3-79	Reagan Field, Alb.	79-05-01	93-12-31	30.0	10.3	105.0
Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-54	Huntingdon, C.-B.	80-01-01	81-10-31	1 110.4	368.3	2 394.0
			81-11-01	81-12-31	1 450.0	70.8	
			82-01-01	84-12-31	1 450.0	423.5	
			85-01-01	85-12-31	832.8	276.2	
			86-01-01	86-12-31	555.2	184.2	
			87-01-01	87-12-31	277.6	92.1	
		Monchy, Sask.	82-11-01	87-10-31	283.3	92.1	2 394.0
Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	Emerson, Man.	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
	GL-75	Emerson, Man. & Monchy, Sask. maximum combiné	87-11-01	89-10-31	3 824.3	1 396.0	2 792.0

Gaz

4. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	annuel (10^6m^3)	période (10^6m^3)
Consolidated Natural Gas Limited		Maximum autorisé à Monchy, Sask., en tant que partie des volumes combinés d'Emerson/Monchy	87-11-01	89-10-31	1 912,2	698,0	1 396,0
ICG Transmission Holdings Limited	GL-28	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	80,3	9,5	229,0
	GL-29	Fort Frances, Ont.	70-11-01	95-10-31	915,6	218,5	5 462,2
	GL-30[b]	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	87-11-01	96-10-31	3 540,0	1 292,1	13 567,0
			96-11-01	97-10-31	2 655,0	969,1	
			97-11-01	98-10-31	1 770,0	646,0	
			98-11-01	99-10-31	885,0	323,0	
Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	Cornwall, Ont.	87-11-01	90-10-31	1 200,0	275,0	1 099,7
			90-11-01	91-10-31	799,2	183,1	
			91-11-01	92-10-31	399,2	91,6	
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Emerson, Man. et Niagara Falls, Ont. maximum combiné	87-11-01	96-10-31	4 332,5	1 581,4	16 604,7
			96-11-01	97-10-31	3 249,4	1 186,0	
			97-11-01	98-10-31	2 166,2	790,7	
			98-11-01	99-10-31	1 083,1	395,4	
		Maximum autorisé à Niagara Falls, Ont., en tant que partie des volumes combinés d'Emerson/ Niagara Falls	87-11-19	96-10-31	1 442,7	526,6	
			96-11-01	97-10-31	1 082,1	394,9	
			97-11-01	98-10-31	721,3	263,3	
			98-11-01	99-10-31	360,7	131,7	
	GL-96	Kingsgate, C.-B.	84-12-20	85-10-31	7 478,6	2 155,9	23 763,6
			85-11-01	94-10-31	7 478,6	2 488,3	
			94-11-01	95-10-31	4 980,7	1 657,2	
			95-11-01	96-10-31	2 490,7	828,6	
	GL-97	Monchy, Sask.	84-12-20	85-10-31	24 928,5	7 582,8	75 296,7
			85-11-01	94-10-31	24 928,5	8 294,4	
			94-11-01	95-10-31	16 602,4	5 524,1	
			95-11-01	96-10-31	8 301,2	2 762,0	
ProGas Limited	GL-80	Niagara Falls, Ont.	87-11-01	96-10-31	1 420,0	518,3	5 442,1
			96-11-01	97-10-31	1 065,0	388,7	
			97-11-01	98-10-31	710,0	259,1	
			98-11-01	99-10-31	355,0	129,6	
	GL-81	Emerson, Man.	87-11-01	96-10-31	5 270,0	1 923,5	20 196,7
			96-11-01	97-10-31	3 952,5	1 442,6	
			97-11-01	98-10-31	2 635,0	961,7	
			98-11-01	99-10-31	1 317,5	480,9	

Gaz

4. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	annuel (10^6m^3)	période (10^6m^3)
ProGas Limited	GL-98	Emerson, Man. et Monchy, Sask., maximum combiné	86-08-13	86-10-31	9 440,9	2 583,2	12 177,8
			86-11-01	87-10-31	7 552,7	2 480,0	
			87-11-01	90-10-31	9 440,9	3 100,0	
			90-11-01	91-10-31	7 552,7	2 480,0	
			91-11-01	92-10-31	5 664,5	1 860,0	
			92-11-01	93-10-31	3 776,4	1 240,0	
			93-11-01	94-10-31	1 888,2	620,0	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask., en tant que partie des volumes combinés d'Emerson/ Monchy	86-08-13	86-10-31	6 797,4	2 480,0	10 988,5
			86-11-01	87-10-31	3 776,3	1 240,0	
			87-11-01	90-10-31	4 720,4	1 550,0	
			90-11-01	91-10-31	3 776,3	1 240,0	
			91-11-01	92-10-31	2 832,2	930,0	
			92-11-01	93-10-31	2 125,0	698,0	
			93-11-01	94-10-31	1 888,2	620,0	
	GL-101	Niagara Falls, Ont.	89-05-01	89-10-31	1 420,0	260,6	10 340,0
			89-11-01	92-10-31	1 420,0	517,0	
			92-11-01	2009-10-31	1 420,0	517,0	
Shell Canada Limitée	GL-100	Highwater, Qc	87-11-01	99-03-31	1 110,0	300,0	7 100,0
		Niagara Falls, Ont.	87-11-01	99-03-31	1 390,0	400,0	
Sulpetro Limited	GL-82	Niagara Falls, Ont.	84-02-05	84-10-31	2 125,0	340,0	4 653,7
			84-11-01	88-10-31	2 125,0	775,6	
			88-11-01	89-10-31	2 125,0	745,9	
			89-11-01	90-10-31	850,0	310,2	
			90-11-01	91-10-31	425,0	155,1	
Tenneco LNG Inc.	GL-49[c]	St. Stephen, N.-B.	c	c	32 295,0	11 820,0	n/s
TransCanada PipeLines Limited	GL-18	Emerson, Man. et Niagara Falls, Ont.	65-11-01	66-10-31	708,2	1 226,6	33 993,4
			66-11-01	89-10-31	4 277,5	1 481,5	
	GL-19	Philipsburg, Qc	65-11-01	82-10-31	600,6	184,1	3 059,4
			82-11-01	83-10-31	634,5	184,1	
			83-11-01	84-10-31	657,2	184,1	
			84-11-01	86-10-31	702,5	184,1	
			86-11-01	87-10-31	793,2	184,1	
			87-11-01	88-10-31	849,8	184,1	
			88-11-01	89-10-31	906,5	184,1	
	GL-20[d]	Emerson, Man.	67-11-01	91-10-31	2 662,8	909,3	21 670,8
	GL-21	Emerson, Man.	68-11-05	91-10-31	n/s	7 019,1	169 967,0
	GL-37	Emerson, Man.	70-11-01	90-10-31	5 546,6	2 030,1	40 601,0
	GL-38	Emerson, Man.	70-11-01	90-10-31	1 416,4	518,4	10 368,0
	GL-39	Emerson, Man.	70-11-01	90-10-31	204,0	74,6	1 493,0

Gaz

4. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien ($10^3 m^3$)	Volumes maximums annuel ($10^6 m^3$)	Volumes maximums période ($10^6 m^3$)
TransCanada PipeLines Limited	GL-42[d]	Emerson, Man.	71-04-15	71-10-31	n/s	232,8	60 316,5
			71-11-01	94-10-31	n/s	2 612,3	
	GL-43	Emerson, Man.	71-11-01	91-10-31	n/s	481,6	9 631,5
	GL-83	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	86-10-31	1 133,1	414,0	9 350,2
			86-11-01	94-10-31	2 620,3	959,0	
			94-11-01	95-10-31	1 521,3	556,8	
			95-11-01	96-10-31	774,3	283,4	
	GL-84	Niagara Falls, Ont.	87-11-01	88-10-31	142,0	51,8	2 378,0
			88-11-01	97-10-31	708,0	258,4	
	GL-86	Emerson, Man.	87-11-01	90-10-31	2 832,8	1 034,0	10 886,4
			90-11-01	91-10-31	2 832,8	1 036,8	
			91-11-01	94-10-31	2 832,8	1 034,0	
			94-11-01	95-10-31	2 832,8	1 036,8	
			95-11-01	96-10-31	2 832,8	1 034,0	
			96-11-01	97-10-31	2 188,7	798,9	
			97-11-01	98-10-31	1 416,4	517,0	
			98-11-01	99-10-31	708,2	259,2	
	GL-87	Emerson, Man.	87-11-01	90-10-31	2 832,8	1 034,0	10 886,4
			90-11-01	91-10-31	2 832,8	1 036,8	
			91-11-01	94-10-31	2 832,8	1 034,0	
			94-11-01	95-10-31	2 832,8	1 036,8	
			95-11-01	96-10-31	2 832,8	1 034,0	
			96-11-01	97-10-31	2 188,7	798,9	
			97-11-01	98-10-31	1 416,4	517,0	
			98-11-01	99-10-31	708,2	259,2	
	GL-89	Emerson, Man.	84-11-01	85-10-31	6 317,1	524,1	12 960,8
			85-11-01	86-10-31	6 317,1	1 957,3	
			86-11-01	90-10-31	6 317,1	2 096,3	
			90-11-01	91-10-31	4 207,2	1 396,1	
			91-11-01	92-10-31	2 103,6	698,1	
	GL-90	Niagara Falls, Ont.	87-11-01	88-10-31	1 416,4	518,4	5 443,2
			88-11-01	91-10-31	1 416,4	517,0	
			91-11-01	92-10-31	1 416,4	518,4	
			92-11-01	95-10-31	1 416,4	517,0	
			95-11-01	96-10-31	1 416,4	518,4	
			96-11-01	97-10-31	1 091,3	398,3	
			97-11-01	98-10-31	708,2	258,5	
			98-11-01	99-10-31	354,1	129,2	
Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91[e]	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	8 498,4	1 555,2	16 329,6
			93-11-01	94-10-31	6 373,8	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	4 249,2	777,6	
			95-11-01	96-10-31	2 124,6	388,8	
Union Gas Limited	GL-92	Windsor, Ont.	85-11-01	90-10-31	1 100,0	284,0	1 703,7
			90-11-01	91-10-31	732,6	189,1	
			91-11-01	92-10-31	366,3	94,6	

Gaz

4. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	annuel (10^6m^3)	période (10^6m^3)
Westcoast Transmission Company Limited	GL-41	Huntingdon, C.-B., Kingsgate, C.-B. et Monchy, Sask., maximum combiné	71-11-01	72-10-31	20 773,9	7 223,1	143 495,2
			72-11-01	80-10-31	22 922,9	7 970,3	
			80-11-01	82-10-31	24 622,6	7 970,3	
			82-11-01	83-03-31	24 622,6	3 299,7	
			83-04-01	83-10-31	26 039,0	4 706,2	
			83-11-01	89-10-31	26 039,0	8 067,8	
			73-11-01	79-10-31	22 922,9	7 970,3	
			83-04-01	89-10-31	2 832,8	n/s	
		Maximum autorisé à Kingsgate, C.-B., en tant que partie des volumes combinés d'Hungtingdon/ Kingsgate/Monchy	83-04-01	89-10-31	1 416,4	517,0	
	GL-93	Huntingdon, C.-B.	89-11-01	92-10-31	8 498,3	3 101,9	13 958,6
			92-11-01	93-10-31	6 373,3	2 326,4	
			93-11-01	94-10-31	4 249,1	1 550,9	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	775,5	
	GL-94	Huntingdon, C.-B., Kingsgate, C.-B. et Monchy, Sask., maximum combiné	89-11-01	90-10-31	13 731,0	4 637,1	9 269,5
			90-11-01	91-10-31	9 144,8	3 088,3	
			91-11-01	92-10-31	4 572,4	1 544,1	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask., en tant que partie des volumes combinés d'Hungtingdon/Kingsgate/ Monchy	89-11-01	90-10-31	2 832,8	n/s	
			90-11-01	91-10-31	2 832,8	n/s	
			91-11-01	92-10-31	2 832,8	n/s	
		Maximum autorisé à Kingsgate, C.-B., en tant que partie des volumes combinés d'Hungtingdon/Kingsgate/ Monchy	89-11-01	90-10-31	1 416,4	517,0	
			90-11-01	91-10-31	1 416,4	517,0	
			91-11-01	92-10-31	1 416,4	517,0	

a- Licence autorisant le détenteur à exporter du gaz naturel qu'il a importé près de Willow Creek (Saskatchewan) en vertu de la licence GLI-5.
b- Licence autorisant une exportation près de Sprague, au Manitoba, pour importation près de Rainy River (Ontario).
c- Licence entrant en vigueur à la première livraison et expirant 20 ans et demi plus tard, la période d'application totale ne devant pas dépasser 25 ans. Le gaz naturel liquéfié exporté est celui-là même que le détenteur de licence aura importé près de St. John (Nouveau-Brunswick) en vertu de la licence GLI-7.
d- Licence autorisant une exportation près de Emerson, au Manitoba, pour importation près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ontario) pour desservir le marché de l'Est du Canada.
e- Licence autorisant une exportation de gaz naturel déjà importé et stocké au Canada.
n/s Non spécifié

Gaz

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel au 31 décembre 1987

Importateur	Licence ou ordonnance	Point d'importation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	annuel (10^6m^3)	période (10^6m^3)
Border Utilities Ltd.	GO-8-86	Coutts, Alb.	86-01-28	2005-12-31	30,0	n/s	n/s
Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	Willow Creek, Sask.	72-03-15	92-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30[b]	Rainy River, Ont.	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
Tenneco LNG Inc.	GLI-7[c]	Saint John, N.-B..	c	c	n/s	418,7PJ	8 373,6PJ
TransCanada PipeLines Limited	GL-21[b]	Sault-Ste-Marie et Sarnia, Ont.	68-11-05	91-10-31	n/s	7 019,1	169 967,0
	GL-42[d]	Sault-Ste-Marie et Sarnia, Ont.	71-04-15	71-10-31	n/s	232,8	60 316,5
			71-11-01	94-10-31	n/s	2 612,3	
Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91[e]	Sarnia, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249,2	1 555,2	16 329,6
			93-11-01	94-10-31	3 186,9	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	777,6	
			95-11-01	96-10-31	1 062,3	388,8	

a- Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il exportera par la suite près d'Emerson (Manitoba), en vertu de la licence GL-44.
b- Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il a exporté près de Sprague (Manitoba).
c- Licence entrant en vigueur à la première livraison et expirant 20 ans et demi plus tard, la période d'application totale ne devant pas dépasser 25 ans. Le gaz naturel liquéfié importé en vertu de cette licence sera exporté par la suite près de St.Stephen (Nouveau-Brunswick) en vertu de la licence GL-49.
d- Licence autorisant le détenteur à importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Emerson (Manitoba) pour desservir les marchés canadiens.
e- Licence autorisant une importation de gaz naturel pour stockage au Canada et exportation subséquente aux États-Unis.
n/s- Non spécifié

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (m^3)	Volumes maximums période (m^3)
PROPANE							
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-31 (AO-7)	Frontière canado-américaine[a]	-	71-01-01	95-12-31	-	9 757 486
				71-01-01	72-12-31	133 254	
				73-01-01	73-12-31	924 999	
				74-01-01	74-12-31	870 078	
				75-01-01	75-12-31	847 301	
				76-01-01	76-12-31	812 936	
				77-01-01	77-12-31	775 793	
				78-01-01	78-12-31	744 761	
				79-01-01	79-12-31	716 983	
				80-01-01	80-12-31	688 571	
				81-01-01	81-12-31	656 190	
				82-01-01	82-12-31	620 476	
				83-01-01	86-12-31	133 254	
				87-01-01	87-12-31	143 809	
				88-01-01	88-12-31	193 016	
				89-01-01	89-12-31	196 984	
				90-01-01	90-12-31	169 047	
				91-01-01	91-12-31	165 873	
				92-01-01	92-12-31	165 079	
				93-01-01	93-12-31	162 098	
				94-01-01	94-12-31	103 968	
PanCanadian Gas Products Limited (Exportation)	GL-34 (AO-6)	Frontière canado-américaine[a]	-	71-01-01	87-12-31	-	2 389 521
				71-01-01	72-12-31	63 730	
				73-01-01	73-12-31	355 238	
				74-01-01	74-12-31	350 396	
				75-01-01	75-12-31	341 111	
				76-01-01	76-12-31	329 365	
				77-01-01	77-12-31	318 968	
				78-01-01	85-12-31	63 730	
				86-01-01	86-12-31	53 175	
				87-01-01	87-12-31	3 968	
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation)	GL-32 (AO-5)	Frontière canado-américaine[a]	-	71-01-01	95-12-31	-	4 281 799
				71-01-01	72-12-31	92 698	
				73-01-01	73-12-31	569 761	
				74-01-01	74-12-31	519 682	
				75-01-01	75-12-31	506 190	
				76-01-01	76-12-31	483 571	
				77-01-01	77-12-31	456 825	
				78-01-01	93-12-31	92 698	
				94-01-01	94-12-31	77 206	
				95-01-01	95-12-31		
Dome Petroleum Limited (Exportation/ Importation)	EPR-917-79[f]	Frontière canado américaine[a]	Frontière canado-américaine[d]	79-09-06	96-01-31	n/s	n/s
Dome Petroleum Limited (Importation/ Exportation)	EPR-930-84 (AO-2)	Sarnia, Ont.	Frontière canado-américaine[d]	84-04-01	92-04-15		
				84-04-01	84-12-31	458 335	
				85-01-01	85-12-31	608 335	
				86-01-01	86-12-31	608 335	

Gaz

6. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (m^3)	Volumes maximums période (m^3)
Dome Petroleum Limited (Importation/ Exportation) (Suite)				87-01-01	87-12-31	608 335	
				88-01-01	88-12-31	608 335	
				89-01-01	89-12-31	608 335	
				90-01-01	90-12-31	608 335	
				91-01-01	91-12-31	608 335	
				92-01-01	92-04-15	153 100	
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée (Exportation/Importation)	EPR-922-80[b]	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	80-09-01	90-08-31	n/s	n/s
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation/ Importation)	EPR-918-79[f]	Frontière canado-américaine[a]	Frontière canado-américaine[d]	79-09-06	96-01-31	n/s	n/s
PanCanadian Gas Products Limited (Exportation/Importation)	EPR-919-79[f]	Frontière canado-américaine[a]	Frontière canado-américaine[d]	79-09-06	91-01-31	n/s	n/s
BUTANES							
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée (Exportation/Importation)	EBU-911-80[f]	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	80-09-01	90-08-31	n/s	n/s
Dome Petroleum Limited (Exportation/ Importation)	EBU-132-74[e] (AO-3)	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	74-07-01	95-12-31	-	9 357 529
				74-07-01	74-12-31	309 537	
				75-01-01	75-12-31	513 353	
				76-01-01	76-12-31	611 593	
				77-01-01	77-12-31	599 762	
				78-01-01	78-12-31	635 462	
				79-01-01	79-12-31	603 129	
				80-01-01	80-12-31	580 324	
				81-01-01	81-12-31	556 375	
				82-01-01	82-12-31	532 601	
				83-01-01	83-12-31	502 284	
				84-01-01	84-12-31	452 809	
				85-01-01	85-12-31	- b	
				86-01-01	86-12-31	-	
				87-01-01	87-12-31	-	
				88-01-01	88-12-31	-	
				89-01-01	89-12-31	-	
				90-01-01	90-12-31	-	
				91-01-01	91-12-31	-	
				92-01-01	92-12-31	-	
				93-01-01	93-12-31	-	
				94-01-01	94-12-31	-	
				95-01-01	95-12-31	-	
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation/ Importation)	EBU-133-74[e] (AO-2)[a]	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	74-07-01	95-12-31	-	7 914 026
				74-07-01	74-12-31	236 214	
				75-01-01	75-12-31	521 326	
				76-01-01	76-12-31	661 936	
				77-01-01	77-12-31	653 789	

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (m^3)	Volumes maximums période (m^3)
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation/ Importation) (Suite)				78-01-01	78-12-31	659 681	
				79-01-01	79-12-31	618 088	
				80-01-01	80-12-31	575 893	
				81-01-01	81-12-31	540 176	
				82-01-01	82-12-31	488 674	
				83-01-01	83-12-31	423 848	
				84-01-01	84-12-31	374 315	
				85-01-01	85-12-31	- [c]	
				86-01-01	86-12-31	-	
				87-01-01	87-12-31	-	
				88-01-01	88-12-31	-	
				89-01-01	89-12-31	-	
				90-01-01	90-12-31	-	
				91-01-01	91-12-31	-	
				92-01-01	92-12-31	-	
				93-01-01	93-12-31	-	
				94-01-01	94-12-31	-	
				95-01-01	95-12-31	-	
PanCanadian Gas Products Limited (Exportation/Importation)	EBU-134-74[e] (AO-1)	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	74-07-01	90-12-31	-	3 774 595
				74-07-01	74-12-31	167 570	
				75-01-01	75-12-31	212 599	
				76-01-01	83-12-31	213 822	
				84-01-01	90-12-31	240 550	
Texaco Canada Inc. (Exportation/Importation)	EBU-916-82	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	82-07-01	92-06-30	n/s	n/s
Dome Petroleum Limited (Importation/ Exportation)	EBU-929-84 (AO-2)	Sarnia, Ont.	Frontière canado-américaine[f]	84-04-01	92-04-15		-
				84-04-01	84-12-31	340 650	
				85-01-01	91-12-31	452 135	
				92-01-01	92-04-15	128 825	
ÉTHANE							
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-51[g,h] (AO-8)	Exportation-Elmore, Sask. Réexportation Windsor, Ont.	Windsor,Ont.	79-06-21	93-12-31	–	19 069 000
				79-06-21	79-12-31	1 287 000	
				80-01-01	80-12-31	1 090 000	
				81-01-01	81-12-31	935 000	
				82-01-01	82-12-31	1 114 000	
				83-01-01	83-12-31	1 241 000	
				84-01-01	84-12-31	1 424 000	
				85-01-01	85-12-31	2 000 000	
				86-01-01	86-12-31	2 731 000	
				87-01-01	87-12-31	2 304 000	
				88-01-01	88-12-31	1 891 000	
				89-01-01	89-12-31	1 301 000	
				90-01-01	90-12-31	765 000	
				91-01-01	91-12-31	602 000	
				92-01-01	92-12-31	280 000	
				93-01-01	93-12-31	104 000	

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1987

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (kilograms)	Volumes maximums période (kilograms)
ÉTHYLÈNE							
Dow Chemical of Canada Limited (Exportation)	EYL-1-76 (AO-2)[i]	Elmore, Sask. Sarnia, Ont. Windsor, Ont.	Sarnia, Ont. Windsor, Ont.	80-01-01	89-12-31	158 757 340	1 587 573 400
Dow Chemical of Canada Limited (Export/Import)	EYL-2-76 (AO-2)[j]	Elmore, Sask.	Windsor, Ont.	78-01-01	97-12-31	181 438 810	

a - Dans chaque licence ou ordonnance, les points d'exportation à partir de la frontière canado-américaine comprennent un ou plusieurs des ports suivants: Elmore (Sask.), Gretna (Man.), Sarnia et Windsor (Ont.)

b - Ordonnance autorisant l'exportation de propane à partir de Gretna (Man.) pour importation, par la suite, à partir de Sarnia (Ont.)

c - Ordonnance autorisant l'exportation de propane à partir d'un des points le long de la frontière canado-américaine pour importation, par la suite, des mêmes quantités de propane dans les 30 jours suivant la date de l'exportation.

d - Dans chaque ordonnance, les points d'importation à partir de la frontière canado-américaine comprennent soit Sarnia ou Windsor, en Ontario, ou les deux.

e - Ordonnance autorisant l'exportation de butanes à partir de Gretna (Man.) pour importation, par la suite, à partir de Sarnia (Ont.)

f - Ordonnance autorisant l'exportation de butanes à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.) pour exportation, par la suite, à partir de l'un des points le long de la frontière canado-américaine (c'est-à-dire Sarnia et Windsor, Ont.).

g - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont..). La totalité ou partie des volumes d'éthane exportés à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importés à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite réexportés à partir du même point en Ontario.

h - Les exportations d'éthane autorisées durant chaque année comprise durant la période allant du 1er janvier 1982 au 31 décembre 1985 doivent être réduites d'un volume équivalent au volume de rattrapage exporté en vertu de la licence GL-47 qui excède 392 728 m^3.

i - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthylène à partir de Elmore (Sask.) et de Sarnia et de Windsor (Ont.). La totalité ou partie des volumes d'éthylène exportés à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importés à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.) pour réexportation subséquente à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.).

j - Ordonnance autorisant l'exportation d'éthylène à partir de Elmore (Sask.) pour importation subséquente à partir de Windsor (Ont.)

n/s- Non specifié

Gaz

7. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1986	Préliminaire 1987	Cumulatif au 31 décembre 1987
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	2 471,0	-	106 288,0
	GL-16	464,8	-	32 063,8
	GL-24	439,8	-	28 553,1
	GL-35	857,4	-	27 936,0
	GL-67	221,8	-	221,8
	GL-99	443,0	10 419,7	10 862,6
	GO-31-86	232,3	-	232,3
	GO-62-86	1 820,0	-	1 820,0
Bonanza Resources Ltd.	GO-58-86	,0	15,0	15,0
	GO-59-86	,0	17,0	17,0
Bonus Gas Processors Corp.	GO-78-86	,0	65,2	65,2
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-80-86	2,6	9,7	12,3
Canadian Hydrocarbons Limited	GO-14-87	-	92,7	92,7
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	,0	,0	6 386,4
	GL-17	,0	,0	3 035,3
	GL-25	,0	,0	3 516,3
	GL-36	,0	,0	1 183,2
	GL-52	211,7	187,8	1 155,8
	GO-3-79	4,3	4,1	23,1
Canterra Energy Ltd.	GO-10-87	-	8,9	8,9
Compagnie Pétrolière Impériale Ltée	GO-6-85[c]	87,6	-	87,6
	GO-84-86[c]	22,4	102,5	124,9
Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	265,0	306,0	6 144,9
	GL-61	365,3	429,6	5 205,0
	GL-75	-	186,1	186,1
	GO-3-86	214,3	-	214,3
	GO-4-86	68,2	-	68,2
	GO-89-86	68,3	142,2	210,4
	GO-92-86	72,7	137,9	210,6
Czar Resources Ltd.	GO-9-85	7,0	-	13,3
	GO-30-86	29,5	46,6	76,0
Dome Petroleum Limited	GO-11-85	101,0	-	156,8
	GO-18-85	15,7	-	17,9
	GO-22-85	2,5	,0	2,5
	GO-14-86	,5	,0	,5
	GO-101-86	9,6	104,4	114,1
	GO-15-87	-	16,1	16,1
	GO-16-87	-	39,1	39,1
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	4,8	,1	129,7
	GL-29	43,4	,7	2 690,3
	GL-30[b]	175,8	171,5	4 414,0
	GO-53-86	1,7	-	1,7
	GO-54-86	30,5	-	30,5
	GO-98-86	2,5	6,1	8,6
	GO-99-86	16,4	57,5	74,0
	GO-100-86	3,8	14,8	18,7
	GO-82-87	-	2,1	2,1
	GO-83-87	-	17,4	17,4

Gaz

7. (Suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1986	Préliminaire 1987	Cumulatif au 31 décembre 1987
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	-	8,6	8,6
KM Gas Company	GO-81-86	,0	33,8	33,8
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	GO-10-85	51,3	7,3	75,9
	GO-104-86	,0	12,4	12,4
Maxus Energy Canada Ltd.	GO-23-85	1,7	4,2	5,9
Natgas Canada Inc.	GO-19-86	2,0	,0	2,0
Niagara Gas Transmission Limited	GL-55	110,1	141,5	1 052,3
	GL-78	-	46,2	46,2
	GO-32-86	53,7	-	53,7
	GO-90-86	46,6	28,7	75,3
Northridge Petroleum Marketing Inc.	GO-2-85	,0	-	66,2
	GO-4-85	,0	,0	,0
	GO-13-85	55,2	27,3	96,2
	GO-25-85	,0	14,2	14,2
	GO-6-86	,0	18,7	18,7
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-96	2 484,8	2 625,6	7 671,9
	GL-97	1 971,4	2 201,8	7 780,5
	GO-96-86	180,0	,0	180,0
	GO-48-87	-	2 053,5	2 053,5
Petro-Canada Inc.	GO-22-87	-	4,7	4,7
Placer CEGO Petroleum	GO-19-87	-	26,8	26,8
Poco Petroleums Ltd.	GO-19-85	142,8	-	190,5
	GO-34-86	,0	54,1	54,1
	GO-39-86	,0	74,9	74,9
	GO-87-86	2,2	337,0	339,2
	GO-88-86	,0	10,0	10,0
	GO-72-87	-	1,6	1,6
	GO-74-87	-	11,9	11,9
ProGas Limited	GL-56	427,3	-	6 732,2
	GL-98	219,5	532,6	752,1
	GO-14-85	32,9	-	46,7
	GO-15-85	59,0	-	147,3
	GO-16-85	53,2	-	112,8
	GO-9-86	44,6	-	44,6
	GO-10-86	38,9	-	38,9
	GO-11-86	25,5	-	25,5
	GO-12-86	79,3	-	79,3
	GO-26-86	,0	155,1	155,1
	GO-27-86	,0	40,9	40,9
	GO-28-86	,0	17,6	17,6
	GO-29-86	,0	155,1	155,1
	GO-97-86	77,4	62,5	139,8
	GO-85-87	-	129,7	129,7
Shell Canada Limitée	GL-100	-	6,4	6,4
	GO-28-85	17,1	-	17,1
	GO-21-86	,3	-	,3
	GO-105-86	-	224,7	224,7

7. (Suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1986	Préliminaire 1987	Cumulatif au 31 décembre 1987
Sulpetro Limited	GL-82	431,9	279,4	1 810,5
	GO-8-85	,0	-	,9
TransCanada PipeLines Limited	GL-18	205,1	,0	20 552,8
	GL-19	111,3	92,9	2 234,5
	GL-20	52,3	276,5	13 796,3
	GL-21[d]	6 493,5	6 262,1	110 725,3
	GL-37	704,4	513,3	27 770,7
	GL-38	59,8	,0	6 770,7
	GL-39	21,7	,0	915,0
	GL-42[d]	2 416,7	2 330,6	35 045,1
	GL-43	,0	,0	1 335,8
	GL-83	378,0	412,4	1 241,8
	GL-89	374,8	,0	604,0
	GO-7-86	619,4	-	619,4
	GO-13-86	104,9	-	104,9
	GO-24-86	16,7	-	16,7
	GO-25-86	1,7	-	1,7
	GO-40-86	,0	184,5	184,5
	GO-51-86	25,4	-	25,4
	GO-52-86	176,1	-	176,1
	GO-56-86	36,9	,0	36,9
	GO-83-86[c]	3,8	,0	3,8
	GO-86-86	34,3	21,7	56,0
	GO-91-86	15,8	32,3	48,1
	GO-93-86	230,5	384,1	614,6
	GO-103-86	-	481,3	481,3
	GO-27-87	-	33,3	33,3
	GO-33-87[f]	-	55,6	55,6
	GO-37-87	-	651,6	651,6
Union Enterprises Ltd.	GO-4-87[g]	-	3,9	3,9
Wainoco Oil Corporation	GO-55-87	-	3,3	3,3
Westcoast Transmission Company Limited	GL-4	254,4	148,9	29 195,3
	GL-41	1 430,5	3 403,5	76 617,7
	GO-15-86	348,3	-	348,3
	GO-16-86	81,9	-	81,9
	GO-17-86	1,6	,0	1,6
	GO-23-86	1,0	-	1,0
	GO-94-86	77,6	,0	77,6
	GO-95-86	771,2	,0	771,2
EXPORTATIONS BRUTES		**30 435,6**	**37 240,8**	**605 606,2**
EXPORTATIONS NETTES[h]		**20 970,7**	**28 008,7**	**449 001,2**

a – Licence autorisant le détenteur à exporter le gaz naturel qu'il a importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GL1-5.
b – Licence autorisant une exportation près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont.).
c – Licence autorisant une exportation de gaz naturel près d'Emerson (Man.) en échange d'une importation d'éthane par Dome Petroleum Limited près de Sarnia (Ont.).
d – Licence autorisant une exportation de gaz naturel près d'Emerson (Man.) pour importation près de Sault Ste.-Marie (Ont.) afin de desservir les marchés de l'Est du Canada.
e – Ordonnance autorisant une exportation de gaz naturel que le détenteur a importé près de Niagara Falls (Ont.).
f – Ordonnance autorisant une exportation de gaz naturel à titre de livraison préalable de gaz à Tennessee Gas Pipeline Company et pour importation subséquente près de Niagara Falls (Ont.).
g – Ordonnance autorisant une exportation de gaz naturel que le détenteur a importé près de Windsor (Ont.).
h – Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.

Gaz

8. Importations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1986	Préliminaire 1987	Cumulatif au 31 décembre 1987
Border Utilities Ltd.	GO-8-86	.7	.7	1.4
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-5-85	1.5	-	3.1
	GO-69-86	.3	.4	.7
	GO-56-87	-	--	.0
Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	267.8	309.7	6 238.4
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30[b]	175.8	171.5	4 414.0
TransCanada PipeLines Limited	GL-21[c]	6 404.1	6 445.2	110 666.4
	GL-42[c]	2 383.4	2 320.5	35 117.5
	GO-83-86[d]	3.7	.0	3.7
	GO-33-87[e]	.0	32.9	32.9
Union Enterprises Ltd.	GO-3-87[f]	-	3.9	3.9
Union Gas Limited	GO-5-86	55.8	-	55.8
	GO-41-86	56.7	-	56.7
	GO-55-86	56.7	-	56.7
	GO-68-86	48.4	-	48.4
	GO-82-86	41.1	21.8	63.0
	GO-65-87	-	56.7	56.7
	GO-84-87	-	13.6	13.6
IMPORTATIONS BRUTES		**9 496.1**	**9 377.0**	**156 832.8**
IMPORTATIONS NETTES[g]		**261.2**	**93.3**	**356.1**

a – Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il exportera ensuite près d'Emerson (Man.) conformément à la licence GL-44.
b – Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Sprague (Man.).
c – Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il a déjà exporté près d'Emerson (Man.) pour desservir les marchés canadiens.
d – Ordonnance autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il exportera ensuite près de Niagara Falls (Ont.).
e – Ordonnance autorisant le détenteur à importer du gaz qu'il a déjà exporté près de Niagara Falls (Ont.) à titre de livraison préalable de gaz à Tennessee Gas Pipeline Company.
f – Ordonnance autorisant le détenteur à importer du gaz qu'il exportera ensuite près de Windsor (Ont.).
g – Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.
-- Trop peu important pour être indiqués.
. Aucune donnée disponible

Gaz

9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1986	Préliminaire 1987
PROPANE			
Canstates Energy	EPR-939-87	s/o	5 862
Dome Petroleum Limited	GL-31	133 254	143 809
	GL-917-79[a]	708 400	700 914
	GL-930-84[b]	384 040	447 713
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80[a]	0	0
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-32	92 696	92 698
	EPR-918-79[a]	811 117	905 445
	EPR-934-86[b]	2 239	2 286
PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	0	0
	EPR-919-79[a]	240 782	239 658
Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[b]	299	0
	EPR-934-86[b]	0	0
Procor Limited	EPR-935-86[b]	0	0
Superior Propane	EPR-942-87	s/o	38 126
EXPORTATIONS BRUTES		**2 372 528**	**2 919 511**
EXPORTATIONS NETTES[c]		**225 950**	**236 507**
BUTANES			
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80[a]	0	0
Dome Petroleum Limited	EBU-132-74[a]	634 089	712 589
	EBU-929-84[b]	274 498	254 937
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	517 216	751 961
	EBU-933-86[b]	7 958	7 988
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	102 016	128 202
Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[b]	0	0
	EBU-934-86[b]	0	0
Procor Limited	EBU-935-86[b]	0	0
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	1 201	0
EXPORTATIONS BRUTES		**1 536 978**	**1 855 677**
EXPORTATIONS NETTES[c]		**0**	**0**

Gaz

9. (Suite) Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1986	Préliminaire 1987
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-51	814 816	839 879
EXPORTATIONS BRUTES		**814 816**	**839 879**
EXPORTATIONS NETTES[c]		**317 672**	**0**
ÉTHYLÈNE		**Kilograms**	
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	0	0
	EYL-2-76[a]	141 351 027	127 715 403
EXPORTATIONS BRUTES		**141 351 027**	**127 715 403**
EXPORTATIONS NETTES[c]		**0**	**0**

a – Licence ou ordonnance autorisant l'exportation d'un produit qui sera ensuite importé.
b – Licence ou ordonnance d'importation-exportation en vertu de laquelle le produit exporté a déjà été importé.
c – Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences ou ordonnances visées par les notes en bas de page.
s/o Sans objet.

Gaz

10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1986	Préliminaire 1987
PROPANE			
Canstates Energy	EPR-939-87	s/o	5 862
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80[a]	0	0
Dome Petroleum Limited	EPR-917-79[a]	720 778	686 023
	EPR-930-84[b]	403 922	347 258
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EPR-918-79[a]	821 022	928 374
	EPR-934-86[b]	2 239	2 286
PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[a]	240 782	239 658
Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[a]	285	0
	EPR-934-86[b]	3 065	3 065
Procor Limited	EPR-935-86[b]	0	0
Superior Propane	EPR-942-87	s/o	38 141
IMPORTATIONS BRUTES		**2 192 093**	**2 250 667**
IMPORTATIONS NETTES[c]		**0**	**0**
BUTANES			
Canstates Energy	EBU-939-87	s/o	0
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80[a]	0	0
Dome Petroleum Limited	EBU-132-74[a]	653 951	683 764
	EBU-929-84[b]	270 746	253 958
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	520 204	761 297
	EBU-933-86[b]	7 958	7 988
	EBU-941-87	s/o	3 650
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	102 016	128 202
Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[a]	0	0
	EBU-934-86[b]	0	0
Procor Limited	EBU-935-86[b]	0	0
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	1 201	0
IMPORTATIONS BRUTES		**1 556 076**	**1 838 859**
IMPORTATIONS NETTES[c]		**0**	**0**

Gaz

10. (Suite) Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1986	Préliminaire 1987
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-51	499 883	782 805
	GO-7-85[d]	77 886	s/o
	GO-33-86[d]	79 981	s/o
	GO-85-86[d]	32 980	119 993
	GO-44-87[d]	s/o	119 980
IMPORTATIONS BRUTES		**690 730**	**1 022 778**
ÉTHYLÈNE			**Kilograms**
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	0	0
	EYL-2-76[a]	138 633 421	115 751 879
IMPORTATIONS BRUTES		**138 633 421**	**115 751 879**
IMPORTATIONS NETTES[c]		**0**	**0**

a – Licence ou ordonnance autorisant l'importation d'un produit qui a déjà été exporté.
b – Licence ou ordonnance autorisant l'importation-exportation en vertu de laquelle le produit importé est ensuite exporté.
c – Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences visées par les notes en bas de page.
d – Ordonnance autorisant l'importation d'éthane à partir de Sarnia (Ont.) en échange de gaz naturel exporté à partir d'Emerson (Man.) par la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.
s/o Sans objet.

Gaz

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes (mètres cubes)

Exportateur	Propane réel 1986	Propane préliminaire 1987	Butanes réel 1986	Butanes préliminaire 1987
Atlantic Speedy Propane Limited	1 634	2 500	s/o	s/o
Burnell Gas of Canada Ltd.	27 353	34 256	s/o	s/o
Can-Am Liquids Corp. Ltd.	11 414	7 054	1 294	1 178
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	12 063	9 423	24 802	27 938
Canadian Superior Oil Ltd.	32 577	6 316	48 331	18 113
CanPet Marketing Ltd.	2 367	7 077	706	11 029
Canstates Energy	57 196	19 297	83 173	93 153
Chevron Canada Resources Ltd.	20 599	19 005	0	0
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	242 346	242 303	325 004	402 753
Consumers' Co-Operative Refineries Limited	1 956	4 917	0	989
Dome Petroleum Limited[a]	684 439	887 901	546 385	615 007
Dominion Propane Corp.	0	179	s/o	0
Elbow River Resources	0	0	0	8 778
Elgin Resources Limited	6 838	8 643	2 161	17 792
Enron Canada Ltd.[b]	8 301	26 250	1 958	21 137
Gas Supply (Minn.) Ltd.	s/o	7 938	s/o	s/o
Gibson Gas Liquids Ltd.	0	6 023	s/o	21 506
Gulf Canada Resources Inc.	6 445	3 168	2 009	28 734
Gulliver Energy Ltd.	122	0	495	0
Home Oil Company Limited	11 212	21 676	28 209	31 779
Husky Oil Operations Ltd.	654	0	817	0
ICG Liquid Gas Ltd.	41 924	58 860	s/o	0
Irving Oil Ltd.	s/o	437	0	0
Kildair Service Ltee	0	0	0	0
Koch Hydrocarbons Canada	0	0	21 011	40 850
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	290 428	280 813	390 809	466 242
L.H.H. Enterprises Ltd.	s/o	0	s/o	0
L.P.G. Resources Canada Inc.	s/o	0	s/o	0
M-P Oils Limited	3 337	2 758	6 087	1 955
Mobil Oil Canada Ltd.	50 023	94 961	53 920	115 867
Newfoundland Processing Ltd.	s/o	0	s/o	0
NGL Supply (1985) Ltd.	1 086	21 838	0	5 264
Olco Oil	0	0	s/o	0
PanCanadian Gas Products Limited[a]	137 779	115 564	115 471	125 701
Petro-Canada Hydrocarbon	s/o	363 569	s/o	292 510
Petro-Canada Inc.	295 262	0	284 681	0
Petrogas Marketing Ltd.	s/o	2 128	s/o	6 985
Petromont Inc.	s/o	s/o	s/o	3 803
Petrosol International Inc.	10 000	0	0	0
Petrowest Petroleum Ltd.	19 226	35 723	13 525	10 582
Raymond Gas Liquids Marketing Ltd.	14 995	3 740	29 486	6 252
Rivecal Energy Ltd.	0	0	0	0
Shell Canada Limitée	163 519	163 896	243 232	214 635
Stephens Energy Limited	25 682	23 760	31 645	73 170
Stittco Energy Limited	5 077	2 857	0	421
Sunoco Inc.	12 245	4 055	16 284	54 689
Superior Propane Inc.	s/o	49	s/o	s/o
Texaco Canada Inc.	66 670	69 591	79 258	62 567
Ultramar Canada Inc.	0	s/o	0	s/o
Unocal Canada Limited	8 285	8 912	486	3 861
Westcan Energy Ltd.	9 392	20 022	4 830	12 695
TOTAL	**2 282 446**	**2 587 459**	**2 356 547**	**2 797 935**

a – Tient compte des volumes nets à l'exportation autorisés par une licence.
b – Enron Canada remplace Consolidated Gathering System Ltd.
s/o- Sans objet.

Électricité

1. Certificats délivrés en 1987 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité

Aucun certificat n'a été délivré en 1987

Électricité

2. Ordonnances délivrées en 1987 concernant des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	Ordonnance	Date	Installations
Hydro-Québec	XE-1-87	24 juin 1987	Une ligne internationale de transport d'électricité allant du transformateur de distribution M2K1C jusqu'à un point situé le long de la frontière internationale, à 15 mètres au nord-est de la borne n° 353A, dans la municipalité de Saint-Théophile. Cette ligne à circuit unique, monophasé, fonctionne sous une tension nominale de 120/240 volts.
Hydro-Québec	XE-2-87	4 nov. 1987	Une ligne internationale de transport d'électricité allant du transformeur de distribution M0R7C, jusqu'à un point situé le long de la frontière internationale, à 104 mètres au sud-est du poste de distribution M0R7G, rang 2, dans la municipalité de Saint-Cyprien. Cette ligne à circuit unique, monophasé, fonctionne sous une tension nominale de 120/240 volts.

Électricité

3. Licences délivrées en 1987 pour l'exportation de puissance et d'énergie électriques

Demandeur	Catégorie	Mégawatts	Gigawatts-heures par année	Période d'application du	au	Audience commencée le	au	Licence
Régie de l'hydroélectricité du Manitoba	Garantie	200	883	93-05-01	96-10-31	9 juin 1987	26 août 1987	EL-174

Électricité

4. Ordonnances délivrées en 1987 concernant l'exportation de puissance et d'énergie électriques

4(a) Ordonnances délivrées conformément à l'article 7 du Règlement (Partie VI)

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Catégorie	Kilowatts	Mégawatts-heures par an	Période d'application du	au
British Columbia Hydro and Power Authority	ELO-225	24 sept. 1987	Garantie	5 700	15 000	87-10-01	90-09-30
Cominco Ltd.	ELO-216	5 août 1987	Transfert de transit	–	50 000	88-01-01	90-12-31
Cominco Ltd.	ELO-217	5 août 1987	Échange équivalent	–	250 000	88-01-01	90-12-31
Cominco Ltd.	ELO-218	31 août 1987	Interruptible	–	1 000 000	88-01-01	90-12-31
Cominco Ltd.	ELO-219	31 août 1987	Transfert de transit	–	1 000 000	88-01-01	90-12-31
Énergie-Nouveau-Brunswick	ELO-226	29 oct. 1987	Garantie	60 000	400 000	87-11-01	88-10-31
Fraser Inc.	ELO-214	31 août 1987	Garantie	60 000	400 000	88-01-01	90-12-31
Hydro-Québec	ELO-213	27 fév. 1987	Garantie	50 000	250 000	87-03-01	88-02-29
Hydro-Québec	ELO-220	24 juin 1987	Garantie	240	480	87-08-01	90-07-31
Hydro-Québec	ELO-221	24 juin 1987	Garantie	240	480	87-08-01	90-07-31
Hydro-Québec	ELO-222	24 juin 1987	Garantie	40	80	87-08-01	90-07-31
Régie de l'hydroélectricité du Manitoba	ELO-215	23 avr. 1987	Garantie	50 000	110 400	87-05-01	87-10-31
West Kootenay Power and Light Company Limited	ELO-227	16 déc. 1987	Garantie	20	50	88-01-01	90-12-31

Électricité

4. (Suite) Ordonnances délivrées en 1987 concernant l'exportation de puissance et d'énergie électriques

4(b) Ordonnances de modification délivrées relativement à la puissance et à l'énergie

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Observations
Énergie-Nouveau-Brunswick	AO-2-ELO-212	22 oct. 1987	Modification reflétant l'approbation de l'Office concernant un accord passé avec Central Maine Power Company.
Hydro-Québec	AO-2-EL-169	11 juin 1987	Modification reflétant l'approbation de l'Office à l'égard d'une entente d'interconnexion avec Vermon Joint Owners.
Hydro-Québec	AO-3-ELO-196	24 juin 1987	Modification autorisant des exportations par la ligne internationale de transport d'électricité autorisée en vertu de l'ordonnance XE-1-87.
Hydro-Québec	AO-1-ELO-213	23 oct. 1987	Modification augmentant la quantité d'énergie autorisée aux termes de l'ordonnance ELO-213.
Hydro-Québec	AO-1-ELO-195	4 nov. 1987	Modification autorisant des exportations par la nouvelle ligne internationale de transport d'électricité autorisée conformément à l'ordonnance XE-2-87.

Électricité

5. Exportations d'énergie électrique (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence	Autorisation par licence		Énergie brute exportée		Valeur pécunière déclarée des exportations		
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[a]	Garantie	Interruptible
NOUVEAU-BRUNSWICK								
Fraser Inc.	EL-122[e]	400 000	–	378 091	–	–	16 483 905	–
	EL-123[e]	–	50 000	–	–	–	–	–
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-22	250 000	–	71 782	–	–	1 353 686	–
	EL-23	–	25 000	–	–	–	–	–
Énergie-Nouveau-Brunswick	EL-137	876 000	–	805 972	–	-7 070	50 706 717	–
	EL-138	876 000	–	805 972	–	-7 070	55 777 905	–
	EL-139	92 000	–	45 818	–	-2 828	3 212 138	–
	EL-140	–	6 482 400[b]	–	3 377 665	- 933	–	124 985 832
	EL-141	1 226 400	–	–	–	252 565	–	–
	EL-142	140 000	–	–	–	–	–	–
	EL-143	–	300 000	–	200 832	- 2 376	–	9 239 270
	EL-144	250 000	–	–	–	–	–	–
	EL-145	–	179 000	–	12 096	490	–	505 137
	EL-150	1 138 000	–	201 492	–	-1 767	13 946 772	–
	ELO-197	250 000	–	–	–	–	–	–
	de ELO-201		–		–	–		–
	à ELO-203	445	–	265	–	–	26 685	–
	ELO-212	250 000	–	5 759	–	–	1 321 855	–
	ELO-226	400 000	–	3 840	–	–	473 395	–
TOTAL				**2 318 991**	**3 590 593**	**231 011**	**143 303 058**	**134 730 239**
QUÉBEC								
Cedars Rapids Transmission Company, Limited	ELO-207	20 000	–	–	–	–	–	–
Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	–	3 000 000	–	–	93 819 031	–
	EL-151	–	7 000 000	–	1 844 836	–	–	36 074 081
	EL-152	–	23 564 000[c]	–	623 815	–	–	15 207 650
	EL-153	–	23 564 000[c]	–	3 497 601	-132	–	75 249 157
	EL-154	11 220 000[d]	–	749 440	–	–	18 245 485	–
	EL-155	13 140 000[d]	–	62 897	–	–	1 752 673	–
	EL-156	25 000	–	–	–	–	–	–
	EL-165	–	3 000 000	–	–	–	–	–
	EL-166	–	4 000 000	–	3 081 841	–	–	79 414 941
	EL-167	–	6 920 000[c]	–	1 691 158	1 259	–	56 825 654
	EL-168	1 314 000	–	1 063 697	–	–	47 522 007	–
	EL-169	–	1 752 000[f]	–	397 497	-462	–	8 281 202
	EL-171	205 000	–	103 382	–	–	4 622 688	–
	EL-172	657 000[g]	–	13 218	–	–	586 302	–
	de ELO-189							
	à ELO-196							
	et de ELO-220							
	à ELO-222	1 822	–	965	–	–	48 686	–
	ELO-213	400 000	–	269 894	–	–	7 697 798	–
TOTAL				**5 383 493**	**11 136 748**	**668**	**174 294 453**	**271 052 684**

Électricité

5. (Suite) Exportations d'énergie électrique (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence	Autorisation par licence		Énergie brute exportée		Valeur pécunière déclarée des exportations		
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[a]	Garantie	Interruptible
ONTARIO								
Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-211	–	70 000	–	129	–	–	4 592
Canadian Niagara Power Company Limited	EL-161	–	500 000	–	417 613	8 331	–	14 773 526
The Canadian Transit Company	ELO-199	25	–	24	–	–	–	–
The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-204	2 000	–	1 179	–	–	–	–
Ontario Hydro	EL-32	15 000	–	650	–		1 300	–
	EL-134	–	10 000 000	–	–	1 130 018	–	–
	EL-135	10 500 000	–	263 524	–	–	10 400 547	–
	EL-136	–	25 000 000[b]	–	6 229 486	160 776	–	183 648 853
	ELO-198	200	–	14	–	–	1 011	–
St. Lawrence Power Company	EL-158	–	250 000	–	–	444	–	–
	EL-159	–	150 000	–	41 549	–	–	944 817
	EL-160	–	150 000	–	–	2 987	–	–
	ELO-188	–	250 000	–	240 079	–	–	5 797 473
TOTAL				**265 391**	**6 928 856**	**1 302 556**	**10 402 858**	**205 189 281**
MANITOBA								
Régie de l'hydroélectricité du Manitoba	EL-97	–	1 800 000	–	339 800	–	–	4 666 656
	EL-98	876 000	–	165 320	–	–	6 564 371	–
	EL-99	262 800	–	262 800	–	–	5 396 575	–
	EL-100	800 000	–	–	–	–	–	–
	EL-101	2 500 000	–	–	–	167 798	–	–
	EL-102	923 000	–	–	–	–	–	–
	EL-103	–	12 000 000[b]	–	2 473 244	-21 293	–	47 142 772
	ELO-200							
	ELO-210	7 899	–	1 725	–	–	74 631	–
	ELO-215[a]	110 400	–	71233	–	–	1 462 208	–
TOTAL				**501 078**	**2 813 044**	**146 505**	**13 497 785**	**51 809 428**

Électricité

5. (Suite) Exportations d'énergie électrique (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence	Autorisation par licence		Énergie brute exportée		Valeur pécunière déclarée des exportations		
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[a]	Garantie	Interruptible
SASKATCHEWAN								
Saskatchewan	EL-118	438 000[j]	-	44 350	-	-	-	-
Power Corporation	EL-119	-	876 000[k]	-	10 610	58 275	-	168 053
	EL-120	876 000[k]	-	-	-	-	-	-
TOTAL				**44 350**	**10 610**	**58 275**	**-**	**168 053**
COLOMBIE-BRITANNIQUE								
British Columbia	EL-162	6 000 000	-	433 430	-	-	12 678 905	-
Hydro and Power	EL-163	-	15 000 000[j]	-	11 190 115	463 625	-	178 318 954
Authority	EL-164	-	3 000 000	-	-	449 217	-	-
	ELO-205							
	and ELO-225	15 500	-	13 043	-	-	602 910	-
	[m]	-	-	-	-	317 760	-	-
Cominco Ltd.	EL-146*	50 000	-	-	-	-	-	-
	EL-147*	-	1 100 000	-	849 011	-	-	14 819 054
	EL-148*	250 000	-	-	-	25 654	-	-
	EL-149*	-	1 000 000	-	-	-	-	-
West Kootenay Power and Light Company, Limited	ELO-227	50	-	23	-	-	1 014	-
TOTAL				**446 496**	**12 039 126**	**329 005**	**13 282 829**	**193 138 008**
TOTAL CANADA[n]				**8 839 799**	**36 518 977**	**2 068 017**	**354 780 983**	**856 067 873**

a– L'échange a une valeur énergétique nulle. Il comporte les débits imprévus et en circuit doublé, les échanges d'équivalence, et les transferts de rajustement pour le stockage et les transferts d'acheminement ou de transit.
b– Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 482,4 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EI-137, EL-138, EL-150 et les ordonnances EIO-212 et ELO-226.
c – Le total des exportations ne doit pas dépasser 23 564 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu d'une autre licence qui permet le transport d'énergie sur les lignes autorisées par les certificats de commodité et de nécessité publiques EC-III-15 et EC-10.
d– Le total des exportations ne doit pas dépasser 13 140 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-154 et EL-155.
e – Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 920 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-165 et EL-166.
f – Le total des exportations ne doit pas dépasser 1 752 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu de la licence EL-168.
g – Le total des exportations ne doit pas dépasser 657 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu de la licence EL-171.
h– Le total des exportations ne doit pas dépasser 25 000 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu de la licence EL-135.
i – Le total des exportations ne doit pas dépasser 12 000 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.
j – Valeur nulle; l'énergie à retourner.
k– Le total des exportations ne doit pas dépasser 876 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-119 et EL-120.
l – Le total des exportations ne doit pas dépasser 15 000 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu de la licence EL-162.
m– Énergie exportée conformément au traité Skagit River Valley Treaty qui ne relève pas de l'Office.
n– Ne comprend pas les 1 833 656 dollars provenant des frais de transit, de transport, de location de groupes et de transfert de stockage.
*– Expire en 1987.

Réglementation financière

1. Renseignements financiers pour 1987[a] - Sociétés pipelinières du groupe n° 1

Oléoducs[b]	Cochin (millions de dollars)	(%)	Interprovincial (millions de dollars)	(%)	IPL(NW) (millions de dollars)	(%)	Trans Mountain (millions de dollars)	(%)	Trans-Nord (millions de dollars)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	8.5	33.7	61.5	26.0	45.3	56.9	7.7	17.4	5.3	20.7	128.3
Amortissement	5.2	20.6	30.9	13.0	14.8	18.6	3.3	7.4	1.9	7.4	56.1
Exploitation et entretien	10.3	41.3	98.3	41.5	5.1	6.4	21.0	47.4	13.0	50.8	147.7
Taxes	1.1	4.4	46.2	19.5	14.4	18.1	12.3	27.8	5.4	21.1	79.4
Total	25.1	100.0	236.9	100.0	79.6	100.0	44.3	100.0	25.6	100.0	411.5
Capitalisation de la base des taux[c]											
Dette	s/o[d]	s/o	329.5	58.5	241.5	73.0	32.0	46.8	19.0	41.7	622.0
Actions privilégiées	s/o[d]	s/o	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Impôts reportés	s/o[d]	s/o	51.6	9.2	0.0	0.0	4.4	6.4	9.2	20.2	65.2
Actions ordinaires	s/o[d]	s/o	182.2	32.3	89.5	27.0	32.0	46.8	17.4	38.1	321.1
Total	58.6	100.0	563.3[e]	100.0	331.0	100.0	68.4	100.0	45.6	100.0	1 008.3
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o	s/o	24.7	13.25	14.3	16.0	4.3	14.0	2.6	13.91	
Réel	8.5	14.44	26.9	14.74	14.3	16.0	4.1	12.8	2.9	15.72	

Gazoducs[b]	Alberta Natural Gas (millions de dollars)	(%)	Foothills (millions de dollars)	(%)	TQM (millions de dollars)	(%)	TransCanada (millions de dollars)	(%)	Westcoast (millions de dollars)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	1.9	7.6	69.1	38.0	52.1	67.9	336.0	27.5	84.8	32.9	543.9
Amortissement	1.9	7.6	35.9	19.8	16.5	21.5	93.9	7.7	29.1	11.3	177.3
Exploitation et entretien	17.1	68.1	40.6	22.3	6.2	8.1	607.0	49.8	78.1	30.3	749.0
Taxes	4.2	16.7	36.2	19.9	1.9	2.5	182.6	15.0	65.9	25.5	290.8
Total	25.1	100.0	181.8	100.0	76.7	100.0	1 219.5	100.0	257.9	100.0	1 761.0
Capitalisation de la base des taux[c]											
Dette	11.1	65.0	443.4	60.4	298.0	75.0	1 393.4	54.5	429.6	54.5	2 575.5
Actions privilégiées	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	344.1	13.4	34.2	4.3	378.3
Impôts reportés	0.0	0.0	119.2	16.2	0.0	0.0	75.9	3.0	75.5	9.6	270.6
Actions ordinaires	6.0	35.0	171.9	23.4	99.3	25.0	744.6	29.1	249.7	31.6	1 271.5
Total	17.1	100.0	734.5	100.0	397.3	100.0	2 558.0[e]	100.0	789.0[e]	100.0	4 495.9
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	0.7	13.25	26.4	14.25	13.4	13.50	98.6	13.25	33.8	13.50	
Réel	0.7	13.25	26.4	14.25	14.1	14.16	100.8	13.59	33.5	13.48	

a- D'après des estimations préliminaires.
b- Le nom complet des sociétés est indiqué à la rubrique Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie au début du rapport
c- Redressée afin de montrer les impôts reportés comme source de fonds.
d- Sans objet puisque la société est financée à titre d'entreprise en coparticipation.
e- Ne comprend pas les travaux de construction en cours.

Personnel cadre de l'Office[1]

Bureau du directeur exécutif
Robin D. Glass, Directeur exécutif

Direction des finances
Wayne Ganim, Directeur

Direction du personnel
Jim L. Thompson, Directeur

Direction de la planification et de l'évaluation
Claire M.M. Scott, Directrice

Direction générale de la réglementation de l'énergie
Peter L. Miles, Directeur général

Direction de l'économique
Mark D. Segal, Directeur

Direction des approvisionnements énergétiques
W. Alan Hiles, Directeur

Direction de l'électricité
Alex N. Karas, Directeur

Direction du gaz
Stan R. Ironstone, Directeur

Direction du pétrole
Ross M. White, Directeur

Direction générale de la réglementation des pipelines
Kenneth W. Vollman, Directeur général

Direction du génie et des opérations des pipelines
Ed L.M. Gordon, Directeur

Direction de la réglementation financière
Henry K. Pau, Directeur

Direction des emprises et de l'environnement
Peter A. Carr, Directeur

Direction du contentieux
Sandra K. Fraser, Conseillère juridique

Bureau du secrétaire
John S. Klenavic, Secrétaire

Direction de la technologie informatique
Don Emmens, Directeur

---

1 Au 31 décembre 1987